

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Guia de Especificação de Caderno de Encargos para Sistemas Fotovoltaicos de Autoconsumo - Caso de Estudo da FEUP

Pedro Joaquim da Silva Araújo

VERSÃO DE TRABALHO
Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

25 de junho de 2018

Resumo

O regime de autoconsumo, que é regulamentado através do Decreto-lei n.º 153/2014 de 20 de outubro de 2014, é aplicável a qualquer tipo de consumidor, seja ele privado ou público.

Os edifícios públicos ao produzirem energia elétrica em autoconsumo, promovem uma poupança energética e diminuem a fatura elétrica. Este autoconsumo é assegurado através de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), baseado principalmente em tecnologia solar fotovoltaica. O seu projeto e implementação deverá ser bem especificado tecnicamente ao nível de Caderno de Encargos de forma que as UPAC estejam perfeitamente enquadradas com a instalações de consumo a que estão associadas.

No entanto nem sempre o cliente enquanto entidade adjudicante sabe quais as características técnicas que a UPAC deve ter. Não existindo conhecimento ou exigência por parte do adjudicante, as empresas que concorrem têm tendência para apresentar soluções de baixo custo mas com má consequência de baixo desempenho e baixa fiabilidade. Nesse sentido, verifica-se a necessidade de especificar melhor o Caderno de Encargos para Sistemas Fotovoltaicos de Autoconsumo, estabelecendo procedimentos e pormenorizando o mais possível todos os detalhes para o interesse comum de cliente e empresa concorrente.

É objetivo desta dissertação estruturar um guia de caderno de encargos que possa orientar propostas de sistemas fotovoltaicos a instalar em edifícios públicos, tendo como principal preocupação a orientação para escolhas de solução técnica e economicamente otimizadas para boas relações de custo/benefício a longo prazo.

A dissertação apresenta uma estrutura de guia de caderno de encargos, discutindo e comentando as diversas opções a tomar nos diversos pontos. O trabalho terá como base o caso de estudo prático de uma instalação fotovoltaica no campus da FEUP. O caso de aplicação é concretizado com um projeto de central fotovoltaica na FEUP, sendo dimensionado e apresentado na forma de proposta que responde a um caderno de encargos exemplo, criado no âmbito desta dissertação.

Palavras-Chaves: Energia solar fotovoltaica; Autoconsumo; Unidades de Produção para Autoconsumo; Caderno de Encargos.

Abstract

The self-consumption regime, which is regulated by Decree-Law no. 153/2014 of October 20, 2014, is applicable to any type of consumer, be it private or public.

By producing electricity in self-consumption, public buildings promote energy savings and reduce the electricity bill. This self-consumption is ensured through Production Units for Self-Consumption (UPAC), mainly based on solar photovoltaic technology. Its design and implementation should be very detailed and clear in the Tender Documents so that the UPAC are perfectly framed with the consumption facilities to which they are associated.

However, the customer, as a contracting authority is not always aware of the profile that the UPAC should have, as the companies that apply for the project of the system do not always present the most appropriate solutions in the proposal. In this sense, it should be provided to the contracting authority a clear and detailed Tender Documents for Photovoltaic Systems for Self-Consumption, where procedures and technical details should be as complete as possible for the common interest of the client and competing companies.

Therefore, the purpose of this essay it is to structure a tender documents' guide for the proposals of implementation of photovoltaic systems in public buildings. Its main concern is to provide guidance in the analysis and selection of the most cost-optimised solution to provide a good long-term cost-benefit relationship.

The essay presents the structure of a tender documents' guide, discussing and commenting several options. This paper it is based in the practical case of the implementation of a photovoltaic system in FEUP building presenting for that a proposal in the form of Tender Documents example developed in the scope of this essay.

Key Words: Photovoltaic solar energy, self-consumption; Production Units for Self-consumption; Tender Documents.

Agradecimentos

Os meus primeiros agradecimentos vão para com a minha esposa, por toda a força e amor que sempre me proporcionou, pelo constante apoio a terminar o curso, que tinha deixado pendente no decorrer da nossa vida em comum e que mesmo perante as dificuldades que surgiram sempre teve a compreensão e paciência necessária.

Agradeço aos meus pais, irmãos, e restante família todo o apoio dado ao longo deste percurso.

Aos meus amigos, o meu obrigado pelo apoio constante assim como pela compreensão pelas ausências frequentes. Um agradecimento especial ao meu amigo Alcides Gomes pelo incentivo constante, e pelos bons conselhos que sempre me dirigiu.

Uma palavra também especial ao meu irmão João Araújo e aos colegas João Ornelas, João Pina Marques, Ricardo Silva, Carlos Silva, Hugo Marinho e João Carvalho pela interajuda que sempre me deram quando precisei, assim como o bom ambiente que sempre se proporcionou nas aulas de frequência comum.

Aos camaradas dos bons e maus momentos, obrigado pelo apoio que me foram dando e pela compreensão e tolerância demonstradas.

Ao Professor Doutor Cláudio Monteiro, a quem reconheço toda a competência enquanto docente e orientador agradeço sinceramente pelos conhecimentos transmitidos ao longo do curso com especial ênfase para a dissertação, pela sua disponibilidade para me receber, me acompanhar e me orientar quando me encontrava em maiores dificuldades.

Para todos um sincero obrigado.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xiii
Lista de tabelas	xvii
Abreviaturas e Símbolos	xix
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Contextualização e Motivação da Dissertação	1
1.2 - Objetivos da Dissertação	2
1.3 - Estrutura do Documento	3
Capítulo 2	5
Constituição de Sistemas FV instalados em Edifícios	5
2.1 - Panorama da energia solar FV	5
2.2 - Legislação de Autoconsumo em Portugal	9
2.2.1 - Caracterização	11
2.2.2 - Procedimentos e remunerações	12
2.2.3 - Comparação com outros regimes europeus	15
2.3 - Constituição de uma UPAC	17
2.3.1 - Tipos de Tecnologias.....	18
2.3.2 - Painéis FV	21
2.3.3 - Inversores	23
2.3.4 - Proteções	24
2.3.5 - Estruturas de apoio e suporte	25
2.3.6 - Cablagens	27
2.3.7 - Equipamentos de monitorização e contagem	27
2.4 - Aspetos de condicionamento do desempenho do FV	28
2.4.1 - Estimativa de recurso.....	28
2.4.2 - Aspetos de localização	30
2.4.3 - Sombreamento	30
2.4.4 - Orientação ótima	30
2.4.5 - Configuração das <i>strings</i>	31

2.4.6 - Definições dos inversores	34
2.4.7 - Escolha da cablagem.....	35
Capítulo 3	37
Guia de Caderno de Encargos	37
3.1 - Enquadramento do Caderno de Encargos.....	37
3.1.1 - Definição de Caderno de Encargos	37
3.1.2 - Representação de um Caderno de Encargos.....	38
3.2 - Estruturação do Caderno de Encargos.....	38
3.2.1 - Condições gerais.....	38
3.2.2 - Condições Técnicas Descritivas	40
3.2.3 - Avaliação.....	41
3.3 - Condições Técnicas Descritivas e Especificações	42
3.3.1 - Pressupostos.....	42
3.3.2 - Painéis/Módulos FV	42
3.3.3 - Inversores	47
3.3.4 - Configurações	51
3.3.5 - Cablagem	51
3.3.6 - Quadros Elétricos.....	52
3.3.7 - Estruturas de Apoio e Suporte	52
3.3.8 - Caminhos de Cabos.....	52
3.3.9 - Sistemas de monitorização e contagem	52
3.3.10 - Ligação às infraestruturas elétricas	53
3.4 - Avaliação	53
Capítulo 4	59
Caso de Estudo	59
4.1 - Caracterização do consumo.....	59
4.2 - Caracterização do espaço	62
4.3 - Configuração do Sistema	63
4.4 - Estimativa de produção.....	67
4.5 - Análise económica	71
Capítulo 5	73
Conclusões e Trabalhos Futuros	73
5.1 - Principais Conclusões.....	73
5.2 - Contribuições da Dissertação	74
Referências	75
Anexos	81
Anexo A: Resultados simulação PVsyst	81
Anexo A.1: Subsistemas P1	81
Anexo A.2: Subsistemas P2	84
Anexo A.3: Subsistema P3.....	86

Anexo B: Dimensionamento UPAC	89
Anexo C: Caderno de Encargos.....	95

Lista de figuras

Figura 2.1 - Evolução da capacidade instalada acumulada global da energia solar FV entre 2007 e 2017, adaptado de [4]	5
Figura 2.2 - Evolução da capacidade instalada global da energia solar FV entre 2007 e 2017 por país ou região, adaptado de [4]	6
Figura 2.3 - Evolução da capacidade instalada da energia solar FV entre 2016 e 2017 na Europa e UE 28, adaptado de [6]	6
Figura 2.4 - Países da Europa com maior aumento de capacidade instalada de FV entre 2016 e 2017, adaptado de [6]	7
Figura 2.5 - Evolução da potência instalada FV em Portugal entre 2009 e março de 2018.....	7
Figura 2.6 - Evolução da potência instalada FV em Portugal entre 2014 e 2016	8
Figura 2.7 - Evolução da capacidade instalada global da energia solar FV entre 2014 e 2016 dos maiores produtores europeus, adaptado de [7]	8
Figura 2.8 - Tipologia tipo de uma UPAC, adaptado de [8]	9
Figura 2.9 - Tipologia tipo de uma UPP, adaptado de [8]	10
Figura 2.10 - Características dos modelos de produção distribuída [8]	11
Figura 2.11 - Exemplo de Diagrama de Consumo e Produção de Energia Elétrica numa UPAC [9]	12
Figura 2.12 - Tempos de referência entre cada etapa na ligação de UPAC, adaptado de [11]	14
Figura 2.13 - Caracterização dos diferentes modelos de autoconsumo em Espanha, adaptado de [9]	16
Figura 2.14 - Esquemático de princípio de autoconsumo no setor residencial, adaptado de [15]	17
Figura 2.15 - Esquemático de princípio de uma UPAC generalizado, adaptado de [16].....	18
Figura 2.16 - Diferentes tipos de células solares, adaptado de [17].....	19
Figura 2.17 - Percentagem de produção global anual FV por tecnologia, adaptado de [18] ...	20
Figura 2.18 - Comparação de desempenhos de diferentes tecnologias em laboratório, adaptado de [18]	21
Figura 2.19 - Célula FV, painel FV e gerador FV, adaptado de [19]	21
Figura 2.20 - Gerador FV constituído por várias <i>strings</i> , estando este ligado a um inversor comum, adaptado de [21].....	22
Figura 2.21 - Construção tipo de um painel FV, adaptado de [22].....	22
Figura 2.22 - Preços médios mensais do painel FV por tipo de tecnologia, adaptado de [23] .	23
Figura 2.23 - Esquemas de ligação de inversores, adaptado de [25]	24
Figura 2.24 - Esquemático de referência de um sistema FV, adaptado de [26]	25
Figura 2.25 - Exemplos de diferentes montagens FV: fixa no solo, com seguimento, lateral e no topo de um poste, adaptado de [19]	26

Figura 2.26 - Tipos de localizações para instalações FV, adaptado de [15].....	26
Figura 2.27 - Principais parâmetros, rendimentos e perdas observados num fluxo de energia num sistema FV ligado à rede, adaptado de [32]	28
Figura 2.28 - Efeito da inclinação na capacidade de aproveitamento da irradiação solar, adaptado de [33].....	29
Figura 2.29 - Mapa da média anual de radiação solar GHI no período entre 2004 e 2010, adaptado de [34]	29
Figura 2.30 - Percentagem de rendimento máximo espectável, em função da orientação e inclinação, adaptado de [36]	31
Figura 2.31 - Exemplo de curva I-V para associação em série, adaptado de [35].....	32
Figura 2.32 - Exemplo de curva I-V para associação em paralelo, adaptado de [35].....	33
Figura 2.33 - Esquema representativo do distanciamento entre fileiras e os ângulos envolvidos, adaptado de [33].....	34
Figura 3.1 - Organização de CE ligado ao FV de autoconsumo	38
Figura 3.2 - Tipos de critérios a ponderar na avaliação	41
Figura 3.3 - Todos os critérios de avaliação da UPAC	41
Figura 3.4 - Exemplo de requisito de eficiência e potência para os painéis FV	43
Figura 3.5 - Exemplo de requisito de marca/modelo a ser utilizado	44
Figura 3.6 - Exemplo de requisito de degradação ao longo dos anos.....	45
Figura 3.7 - Exemplo 1 da degradação ao longo de 25 anos de um tipo de painel, adaptado de [41]	45
Figura 3.8 - Exemplo 2 da degradação ao longo de 25 anos de um tipo de painel, adaptado de [42]	45
Figura 3.9 - Exemplo de requisito de certificações para os painéis FV	47
Figura 3.10 - Curvas características de um painel FV, adaptado de [43].....	47
Figura 3.11 - Exemplo de requisito de tecnologia para os inversores	48
Figura 3.12 - Exemplo da gama de tensões MPPT, adaptado de [46].....	49
Figura 3.13 - Exemplo de requisito de gama de tensões MPPT e curva eficiência	49
Figura 3.14 - Exemplo de curva de eficiência, adaptado de [33]	49
Figura 3.15 - Exemplo de requisito de certificações	50
Figura 3.16 - Exemplo de requisito de monitorização e software	50
Figura 3.17 - Exemplo de condição de localização	51
Figura 3.18 - Exemplo de requisito de configuração	51
Figura 3.19 - Exemplo de exigência ao nível de cablagem	51
Figura 3.20 - Exemplo do tipo de montagem a seguir.....	52
Figura 3.21 - Exemplo do requisito de definições de montagem.....	52
Figura 3.22 - Exemplo da exposição de particularidade	53
Figura 3.23 - Exemplo de detalhe a seguir na ligação às infraestruturas.....	53
Figura 4.1 - Consumo mensal da FEUP ao longo de um ano.....	59
Figura 4.2 - Consumo da FEUP no mês de janeiro 2018.....	60
Figura 4.3 - Consumo da FEUP no mês de agosto 2017	60
Figura 4.4 - Distribuição global do consumo acumulado ao longo do ano pelos vários PTs da FEUP	61
Figura 4.5 - Fatura mensal da FEUP ao longo de um ano	62
Figura 4.6 - Áreas identificadas para a instalação da UPAC	62
Figura 4.7 - Esquema de ligação das strings ao inversor da área P1.....	65

Figura 4.8 - Mapa da infraestrutura elétrica da FEUP	66
Figura 4.9 - Produção estimada para a UPAC num ano	67
Figura 4.10 - Valores mensais de produção, consumo e diferença entre consumo e produção	68
Figura 4.11 - Análise horária anual da produção, consumo e a diferença entre consumo produção	69
Figura 4.12 - Análise horária anual do consumo do PT3 e da instalação FV que lhe está associada	69
Figura 4.13 - Análise horária em agosto do consumo, produção e a diferença entre consumo e produção	70
Figura 4.14 - Análise horária aos fins de semana de agosto do consumo, produção e a diferença entre consumo e produção	70
Figura 4.15 - Análise gráfica da faturação mensal ao longo do ano, antes e depois da instalação UPAC	71

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Potência instalada (kW) do autoconsumo, adaptado a partir de [1].....	10
Tabela 2.2 - Produção anual (MWh) do autoconsumo, adaptado a partir de [1]	11
Tabela 3.1- Tópicos de avaliação genérica da viabilidade do sistema FV	42
Tabela 3.2 - Especificação global da avaliação da UPAC	54
Tabela 3.3 - Descrição dos critérios do custo e da produção e unidades	55
Tabela 3.4 - Critérios de análise dos subfactores dos critérios do custo e da produção.....	55
Tabela 3.5- Critérios de análise dos subfactores dos critérios do custo e da produção.....	56
Tabela 3.6 Critérios de configuração de sistema	56
Tabela 3.7 Critério de qualidade dos equipamentos	57
Tabela 4.1 - Resultados da distribuição de painéis FV por fileira	64
Tabela 4.2 - Resultados do dimensionamento do nº painéis FV e nº de <i>strings</i>	65
Tabela 4.3 - Potência instalada por subsistema e por agrupamento	66
Tabela 4.4 - Números totais da produção e consumo ao longo de um ano	68
Tabela 4.5 -- Análise numérica da faturação mensal ao longo do ano, antes e depois da instalação UPAC	72
Tabela 4.6 - Análise gráfica do custo diário de eletricidade.....	72

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AC	<i>Alternating Current</i>
a-Si	Silício amorfo
CdTe	Telureto de Cádmio
CE	Caderno de Encargos
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CIGS	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio
CSA	Coeficiente de Sobre Amostragem
CUR	Comercializador de Último Recurso
DC	<i>Direct Current</i>
DEEC	Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DNI	<i>Direct Normal Irradiation</i>
DHI	<i>Diffuse Horizontal Irradiation</i>
EN	<i>European Standard</i>
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FER	Fontes de Energia Renovável
GTI	<i>Global Tilted Irradiation</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
Mtep	Milhares de tonelada equivalente de petróleo
NOCT	<i>Normal Operating Cell Temperature</i>
ORD	Operador de Rede de Distribuição
PNAEE	Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
SI	Sistema Internacional
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UE	União Europeia
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidades de Pequena Produção

Lista de símbolos

α	Ângulo limite de sombreamento
B	Ângulo de inclinação do painel
I	Irradiância
G	Irradiação
N	Newton
W	Watt

Capítulo 1

Introdução

O trabalho a elaborar nesta dissertação tem por tema o Guia de Especificação de Caderno de Encargos (CE) para Sistemas Fotovoltaicos de Autoconsumo, com a apresentação do caso de estudo da FEUP.

Neste capítulo é feito o enquadramento do tema precedentemente referido, contextualizando e apresentado as principais motivações na seção 1.1, na seção 1.2 os objetivos da presente dissertação e na seção 1.3 a estrutura utilizada na elaboração deste documento.

1.1- Contextualização e Motivação da Dissertação

O setor energético é um setor crucial na sociedade em que vivemos atualmente, nesse sentido tem-se verificado no período mais recente uma preocupação com a necessidade de assegurar alternativas energéticas à tradicional política energética baseada em combustíveis fósseis.

Uma das formas por que passa esta mudança, é a aposta na eficiência energética conforme se verifica pelas metas estabelecidas para o horizonte 2020 por Portugal e a Comissão Europeia, nomeadamente através do Diretiva nº2012/27/UE e instituído em âmbito nacional através do Decreto-Lei nº 68-A/2015 de 30 de abril. Este diploma legislativo que visa a “promoção de serviços energéticos e a adoção de outras medidas de melhoria da eficiência energética.”, concretiza-se no caso dos Edifícios da Administração Pública¹, com a necessidade de diminuição do consumo estabelecido no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE), destacando o Programa de Eficiência Energética na Administração Pública - ECO.AP². Este programa quantifica em 30% a redução do consumo de energia do Estado. Dessa forma consegue-se corresponder ao cumprimento do objetivo geral do PNAEE - poupança energética, e por consequente a obtenção de poupanças económicas, nomeadamente na despesa pública.

No caso da Administração Pública, uma das medidas que pode contribuir de uma forma significativa para atingir as metas pretendidas é apostar em energia de fontes renováveis (FER), como por exemplo o solar FV. Tem-se verificado um progressivo aumento da capacidade instalada nos últimos anos em Portugal Continental, já que de uma potência residual em 2008

¹ Artigo 7º do Decreto-Lei nº 68-A/2015 de 30 de abril.

² Aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros nº2/2011, de 12 de janeiro.

se passou para 567 MW no final do ano de 2017 [1] e continua a crescer. O fato de ter sido reformulada alguma legislação sobre a produção de eletricidade para autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, tornou mais atrativa a aposta nas tecnologias de FER, como o solar FV é exemplo. Concretamente foi estabelecido o regime de produção de eletricidade denominado de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e as Unidades de Pequena Produção (UPP).

No caso dos edifícios do Estado, que têm um número total de 17.904 imóveis [2] e cujo consumo energético é principalmente elétrico, obtiveram-se registos de consumo na ordem dos 2463 GWh no ano de 2015³, correspondentes a mais de 211 Mtep⁴. Em termos percentuais a administração pública é responsável por aproximadamente 8% de toda a eletricidade consumida em Portugal⁵, daí que se possa considerar que uma aposta no solar FV constitui uma oportunidade de poupança energética e por consequente poupança económica.

Existindo um grande potencial de produção em autoconsumo com as alterações legislativas que foram realizadas, que se enquadram às soluções de tecnologia solar FV e reconhecendo a oportunidade de poupança energética que os edifícios do Estado apresentam, será importante identificar e reconhecer tecnicamente quando se está perante uma boa solução/proposta técnica.

Alia-se a isso, a múltipla tutela de edifícios públicos, que muitas das vezes, quando os serviços responsáveis pretendem obter poupanças energéticas e económicas com a instalação do solar FV em autoconsumo, não estão familiarizados com a tecnologia, daí que resulte em documentação, CE, com condições e especificidades técnicas nem sempre as mais adequadas. Por outro lado, os concorrentes à execução destas instalações de solar FV em autoconsumo, que se orientam por estes CE, muitas das vezes a única linha orientadora que rege a proposta que entregam é o fator económico, sendo a solução técnica secundarizada. Assim quer a entidade adjudicante do Estado, quer o concorrente ao concurso público de instalação de solar FV em autoconsumo, não convergem para a solução mais apropriada.

A forma de como se pode melhorar esta realidade, poderá passar pela existência de um procedimento constituído por várias medidas que deverão ser verificadas e cumpridas, que constituirá um guia orientador para a elaboração de Caderno de Encargos.

1.2- Objetivos da Dissertação

Nesta dissertação o objetivo principal será o desenvolvimento de um guia de procedimentos para caderno de encargos, trabalhando sobre um caso de estudo específico correspondente às instalações da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP). Especificamente pretende-se:

- Definir estrutura para um caderno de encargos tipo;
- Estabelecer o procedimento para a estimativa da potência a instalar;
- Caracterizar as condições do local de instalação;
- Especificar as características dos equipamentos;

³ Fonte: Pordata, Consumo de energia elétrica: total e por tipo de consumo.

⁴ Milhares de tonelada equivalente de petróleo.

⁵ Fonte: DGEG, Balanços energéticos.

- Definir garantias de desempenho;
- Definir garantias de segurança;
- Definir condições e procedimentos das instalações.

A validação do guia de procedimentos para caderno de encargos, será realizado no caso de estudo das instalações da FEUP, concretamente o sistema fotovoltaico de autoconsumo, cuja instalação prevê incluir 9 subsistemas fotovoltaicos distribuídos pelos diversos edifícios do campus da FEUP.

1.3 - Estrutura do Documento

A presente dissertação encontra-se dividida em 5 capítulos. O objetivo do Capítulo 1 é fazer uma contextualização do tema e apresentar a motivação e os principais objetivos da dissertação.

No Capítulo 2 é disponibilizado uma revisão da literatura, abrangendo a temática dos sistemas FV instalados em edifícios, com incidência particular para a legislação de autoconsumo em Portugal, a constituição de uma UPAC e os aspetos que afetam o desempenho do FV.

O Capítulo 3 fornece uma visão concreta do CE, especificando a metodologia a seguir. Neste capítulo aborda-se também a normalização existente para a produção de CE.

No Capítulo 4 é apresentado um caso de estudo, concretamente o das instalações da FEUP, com a aplicação do guia desenvolvido no capítulo 3, além da descrição global do sistema em causa.

Por último, o Capítulo 5 refere quais as principais conclusões a serem retiradas com esta dissertação e quais as principais contribuições atribuídas por esta dissertação.

Capítulo 2

Constituição de Sistemas FV instalados em Edifícios

Neste capítulo é disponibilizado uma revisão da literatura, abrangendo a temática dos sistemas FV instalados em edifícios, com incidência particular para a legislação de autoconsumo em Portugal, a constituição de uma UPAC e os aspetos que afetam o desempenho.

2.1 - Panorama da energia solar FV

O ano de 2017 foi importante para a energia solar FV na medida em que se tratou de um ano em que este tipo de tecnologia cresceu mais que qualquer outro tipo de tecnologia de produção de energia [3]. Na Figura 2.1 é possível observar o crescimento anual acumulado de energia solar FV e a adição anual desse tipo de energia, verificando-se que, no ano de 2017, atingiu-se o valor de 402 GW de potência global instalada de energia solar FV.

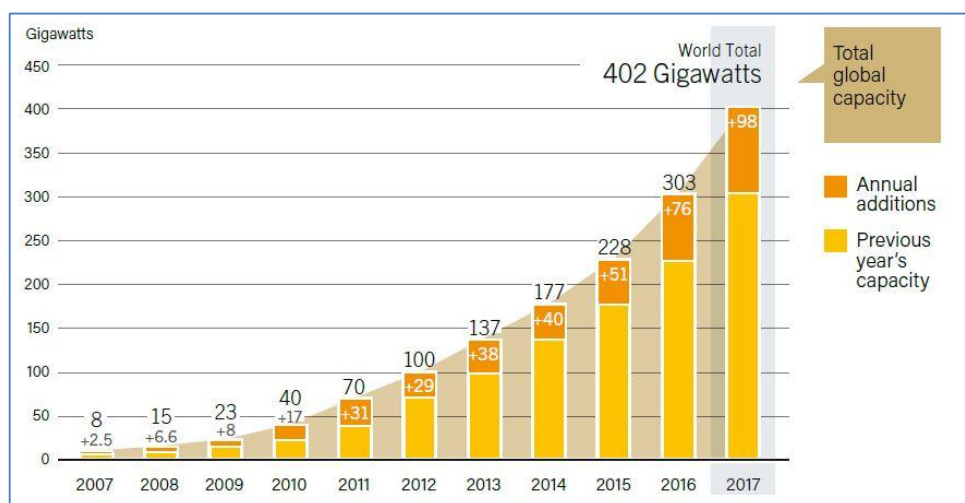


Figura 2.1 - Evolução da capacidade instalada acumulada global da energia solar FV entre 2007 e 2017, adaptado de [4]

Os mercados mais importantes para este crescimento foram os mercados da China, Japão, Estados Unidos e Alemanha, conforme se pode constatar na Figura 2.2 .

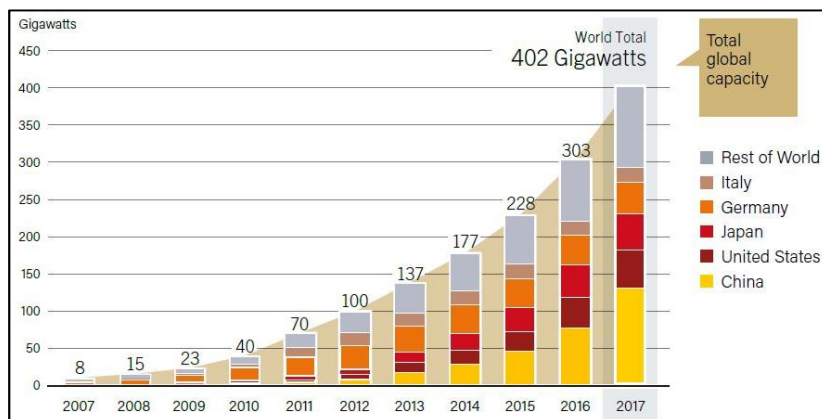


Figura 2.2 - Evolução da capacidade instalada global da energia solar FV entre 2007 e 2017 por país ou região, adaptado de [4]

O aumento da capacidade instalada global em 2017 de 98 GW, Figura 2.1, significou comparativamente ao ano de 2016, um aumento global de 29,3% [5].

Prevê-se que, para 2018, o crescimento seja na ordem dos 107,1 GW, 119,7 para 2019 e 132,6 para 2020 [5].

A Figura 2.3 pormenoriza os dados globais à escala europeia e pode-se verificar que a Europa foi responsável pela instalação de pelo menos 8,6 GW no ano de 2017, o que traduz um aumento de 28% comparativamente à potência instalada no ano de 2016, a qual foi de 6,72 GW.

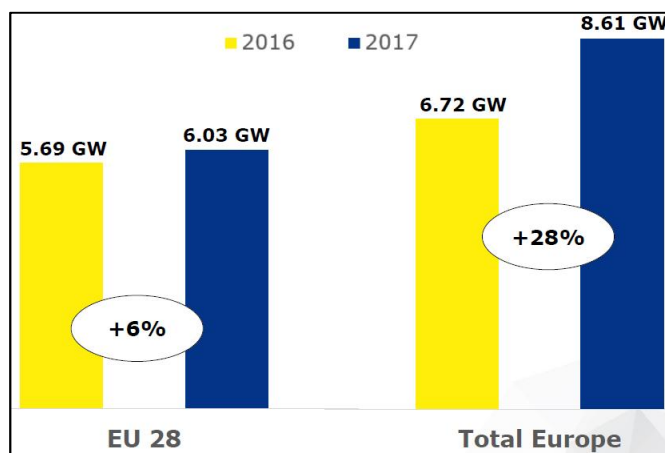


Figura 2.3 - Evolução da capacidade instalada da energia solar FV entre 2016 e 2017 na Europa e UE 28, adaptado de [6]

Se restringirmos à análise da UE dos 28 estados membros, então estes cresceram de 5,69 GW em 2016 para 6,03 GW em 2017 [6].

Na Europa os países com maior crescimento de potência instalada FV no ano de 2017, foram Alemanha, Reino Unido, França e Holanda, com aumentos de 1,75 GW, 912 MW, 887 MW e 853 MW respetivamente, Figura 2.4 .

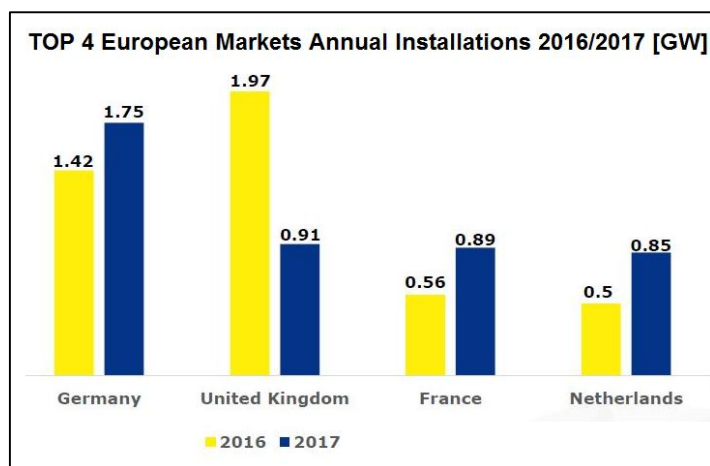


Figura 2.4 - Países da Europa com maior aumento de capacidade instalada de FV entre 2016 e 2017, adaptado de [6]

No caso de Portugal, o setor da energia solar FV tem vindo a aumentar significativamente a sua contribuição, com uma potência instalada de FV a atingir valores na ordem dos 586 MW no final do primeiro trimestre de 2018 [1], Figura 2.5, incluindo-se neste valor 14 MW de FV de concentração.

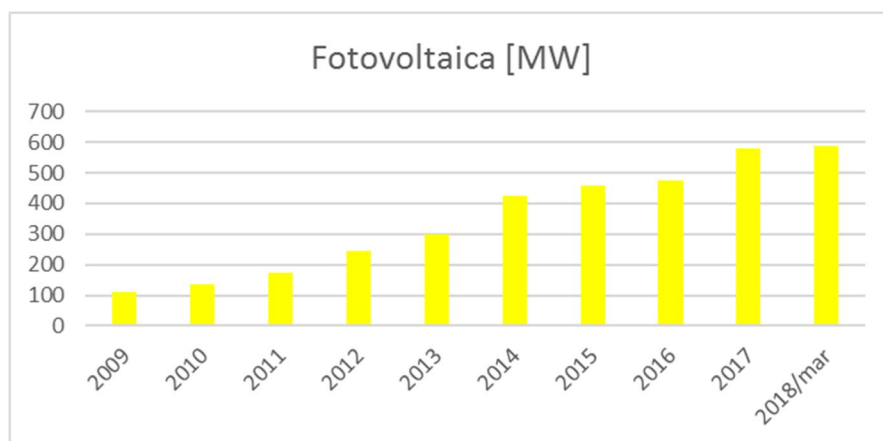


Figura 2.5 - Evolução da potência instalada FV em Portugal entre 2009 e março de 2018

Analisando particularmente os dados entre 2014 e 2016, Figura 2.6, verifica-se que a potência instalada passou de 425 MW em 2014 para 475 MW em 2016 [1].

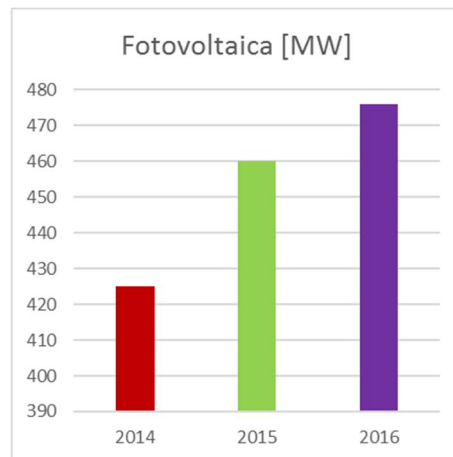


Figura 2.6 - Evolução da potência instalada FV em Portugal entre 2014 e 2016

Comparando os dados da Figura 2.6 com os dados da Figura 2.7, verifica-se que Portugal encontra-se bastante distanciado dos países europeus com maior capacidade instalada FV. Em 2016, Portugal não atinge os 500 MW, enquanto que a Holanda, o último país representado na Figura 2.7, já atinge praticamente os 1000 MW.

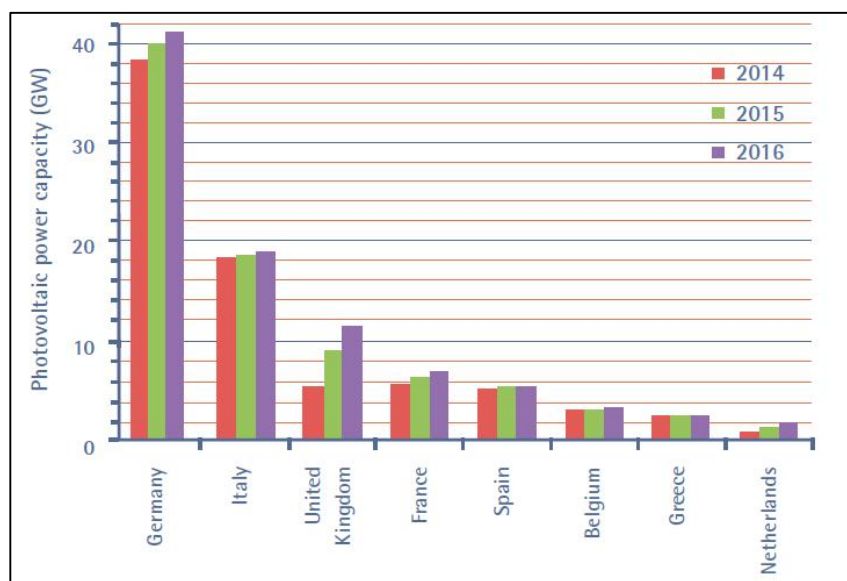


Figura 2.7 - Evolução da capacidade instalada global da energia solar FV entre 2014 e 2016 dos maiores produtores europeus, adaptado de [7]

O mercado europeu está em mudança, dado que estão a ser diminuídos os apoios estatais à produção de energia baseada em FER, os custos da tecnologia FV estão a diminuir e estão a surgir avanços tecnológicos significativos, no entanto estas mudanças não alteram a aposta no FV [4].

Um dos modelos de produção de energia elétrica que tem sido adaptado e estimulado para continuar a crescer é o regime de autoconsumo [4]. Este regime tem tido particular interesse para a tecnologia FV, de tal forma que, até o final de 2017, a DGEG informou que o aumento da capacidade instalada foi feito principalmente em enquadramento da legislação de autoconsumo [7].

2.2- Legislação de Autoconsumo em Portugal

Embora já existisse uma anterior legislação relativa à produção de eletricidade a partir de recursos renováveis recorrendo a unidades de miniprodução, nomeadamente o Decreto-Lei nº34/2011, de 8 de março, alterado pelo Decreto-Lei nº25/2013, de 19 de fevereiro, assim como à produção de eletricidade através de unidades de microprodução⁶, a verdade é que nunca se verificou uma aceitação plena ao nível do autoconsumo, contrastando com as expectativas que suportaram estas primeiras leis.

De forma a alterar esta situação e visando potenciar a atividade de produção de energia elétrica e a adequação desta produção ao perfil de consumo da instalação associada, foi introduzido o Decreto-lei nº 153/2014, de 20 de outubro, que juntou num só diploma legislativo os regimes de autoconsumo, micro e miniprodução. Ficaram assim estabelecidos os requisitos legais para a implementação de sistemas de autoconsumo de energia elétrica, e para a produção de eletricidade vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP).

Deste modo foram estabelecidos dois regimes de produção:

- Autoconsumo: em que a energia elétrica produzida visa assegurar preferencialmente as necessidades energéticas da instalação de consumo associada, com os putativos excedentes de produção que possam ocorrer a serem injetados na RESP. Na decisão de optar por este regime pressupõe-se que entre a instalação de consumo local e a capacidade de produção da unidade produtora exista um equilíbrio, tentando que a injeção de energia elétrica seja residual. As unidades produtoras de eletricidade a operar são baseadas em tecnologias de produção renovável ou não renováveis, e denominam-se “Unidades de Produção para Autoconsumo” (UPAC).

A tipologia deste tipo de produção distribuída será de acordo com a Figura 2.8 .

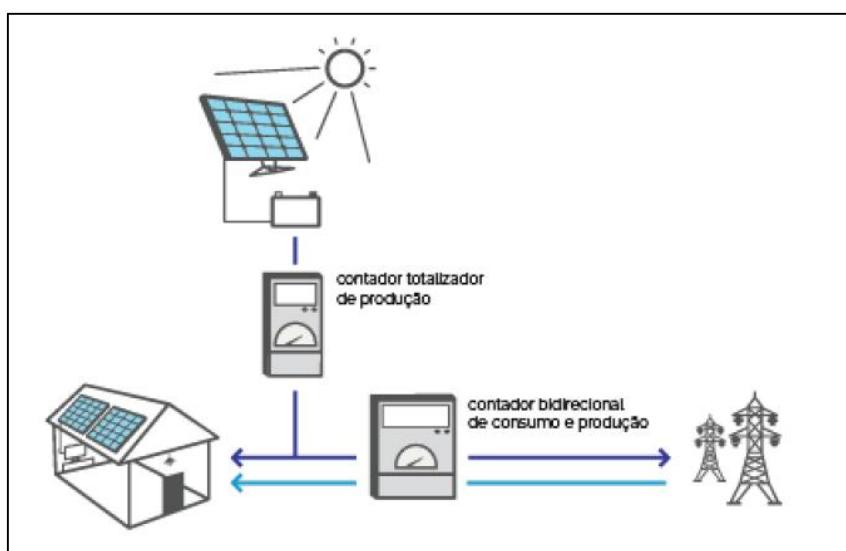


Figura 2.8 - Tipologia tipo de uma UPAC, adaptado de [8]

⁶ Decreto-Lei nº363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei nº 67-A/2007, de 31 de dezembro e pelos Decretos-Leis nºs 118-A/2010, de 25 de outubro, e 25/2013, de 19 de fevereiro.

- Pequena produção: em que a totalidade da eletricidade produzida é injetada na RESP, por via de instalações de pequena potência que são baseadas em recursos renováveis, denominadas “Unidades de Pequena Produção” (UPP). O modelo de atribuição de tarifa é através de leilão e os requisitos de produção estão associados ao consumo elétrico existente na instalação de consumo ligada.

Nesta situação o esquemático base deste regime de produção é o de acordo com o a seguinte Figura 2.9 .

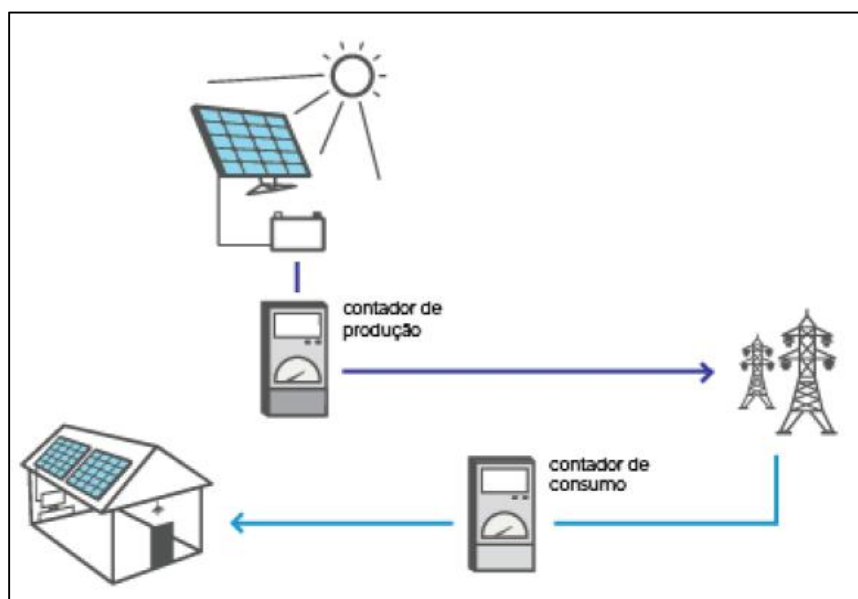


Figura 2.9 - Tipologia tipo de uma UPP, adaptado de [8]

Em fevereiro de 2018 a potência total instalada enquadrada no regime de autoconsumo era de 95,005 MW, fundamentando a DGEG estes valores a partir das potências certificadas [1]. A Tabela 2.1 sintetiza os principais dados e conforme se pode verificar, a tecnologia FV é predominante no regime de autoconsumo, sendo residuais os outros tipos de tecnologia.

Tabela 2.1 - Potência instalada (kW) do autoconsumo, adaptado a partir de [1]

	Potência Instalada (kW)		
	2016	2017	2018fev
Eólica	34	36	36
FV	42 406	88 418	94 425
Biogás	172	544	544
Total UPAC/UPP	42 612	88 998	95 005

Relativamente à produção do regime de autoconsumo, até março de 2018⁷, estima-se em cerca de 107 673 MWh, sendo esta a “produção estimada de acordo com as potências

⁷ Ano móvel de abril de 2017 a março de 2018

certificadas pelas DGEG e o nº de horas de funcionamento da respetiva tecnologia” [1]. Na Tabela 2.2 são apresentados os dados detalhados.

Tabela 2.2 - Produção anual (MWh) do autoconsumo, adaptado a partir de [1]

	Produção Anual (MWh)		
	2016	2017	2018mar
Eólica	64	83	84
FV	40 314	99 980	107 347
Biogás	90	221	242
Total UPAC/UPP	40 468	100 284	107 673
da qual vendida à rede	não definido	21 276	22 841

2.2.1- Caracterização

A Figura 2.10 sintetiza as principais características dos dois modelos de produção distribuída [8].

	UNIDADE DE AUTOCONSUMO (UPAC)	UNIDADE DE PEQUENA PRODUÇÃO (UPP)
Fonte	Renovável e Não Renovável	Renovável
Limite Potência	Potência de ligação < 100% da PC na instalação de consumo Potência instalada <= 2 vezes a potência de ligação	Potência de ligação < 100% da PC na instalação de consumo; Potência de ligação até 250 kW
Requisitos de Produção	Produção anual inferior às necessidades de consumo Venda do excedente instantâneo ao CUR	Produção anual menor que 2 vezes o consumo da instalação Venda da totalidade de energia ao CUR
Remuneração	Custo evitado Valor da “pool” deduzido de 10%, para excedente instantâneo de produção	Tarifa obtida em leilão para totalidade da produção Numa base anual, o excedente produzido face ao requisito de 2 vezes o consumo não é remunerado
Compensação	Entre 30% a 50% do respetivo valor dos CIEG quando a potência acumulada de unidades de autoconsumo exceda 1% da potência instalada no	n.a
Contagem	Contagem obrigatória para potências ligadas à RESP superiores a 1,5 kW	Obrigatória para todas as potências, como elemento chave na faturação
Processo de Licenciamento	Processo gerido via plataforma eletrónica Mera comunicação prévia: Entre 200 W e 1,5 kW Registo + Cert. Exploração: entre 1,5 kW e 1 MW Licença de produção + exploração: > 1 MW	Processo gerido via plataforma eletrónica Registo + certificado de exploração Inspeções obrigatórias
Outros Aspetos	Não existe quota de atribuição Seguro de Responsabilidade Civil obrigatório	Quota máxima anual de potência atribuída (p.e. 20 MW atribuídos por ano) Seguro de Responsabilidade Civil obrigatório

Figura 2.10 - Características dos modelos de produção distribuída [8]

A uma instalação de utilização só pode ser associado um modelo de unidade de produção: UPAC ou UPP.

No caso da UPP a totalidade da energia elétrica produzida é injetada na totalidade na RESP. A UPAC ao nível de ligação para com a RESP pode então ser definida:

- Sem venda à rede;
- Com venda à rede;
- Com e sem venda à rede.

Sendo o autoconsumo destinado predominantemente ao consumo na instalação que está associada à UPAC e o excesso de energia elétrica não consumida a ser injetada na RESP, uma vez que se considera a não existência de baterias na UPAC, é expectável um diagrama de carga diário que de uma forma genérica será semelhante ao da Figura 2.11 .

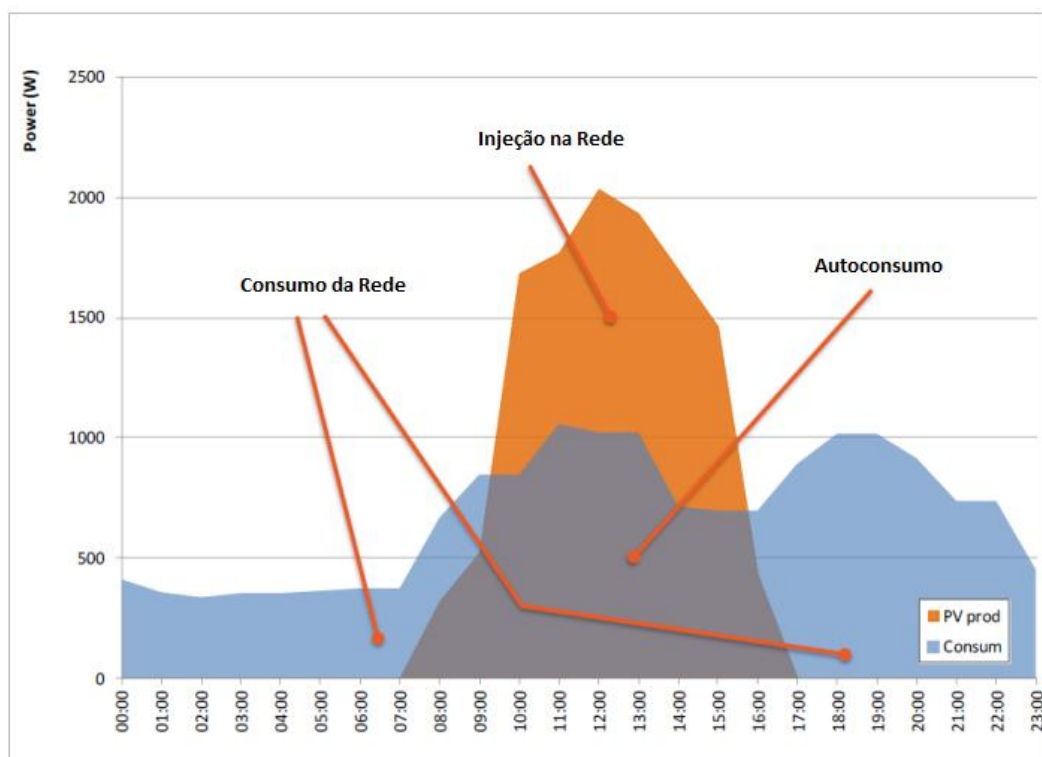


Figura 2.11 - Exemplo de Diagrama de Consumo e Produção de Energia Elétrica numa UPAC [9]

A cor azul representa o consumo da instalação associado ao longo de um dia e a zona a cor laranja assinala a produção da UPAC FV. A zona de interseção entre produção e consumo reflete o autoconsumo. Da análise dos gráficos da produção e consumo da Figura 2.11 se infere que:

- Consumo = Autoconsumo + Consumo da Rede
- Produção FV = Autoconsumo + Injeção na Rede

2.2.2- Procedimentos e remunerações

De uma forma sucinta, e de acordo com a regulamentação aplicável⁸ o procedimento a adotar para obter o licenciamento de uma UPAC cuja potência seja superior a 1,5 kW e inferior a 1MW deve seguir a seguinte sequencia de pontos [10]:

1. Registo do produtor e da UPAC no Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP);
Neste registo é solicitado o preenchimento de informações adicionais, sobre o produtor, a UPAC e sobre a instalação de consumo associada à UPAC.

⁸ Portaria nº 14/2015

2. Pagamento das taxas respectivas (registro/inscrição e inspeção) à DGEG;
As referências geradas no SERUP para pagamento devem ser pagas, afim de concluir o processo de inscrição. Os valores das taxas dependem dos valores de potência envolvidos.
3. Aceitação do pedido por parte da DGEG;
A plataforma SERUP faculta a informação da inscrição ao ORD e comercializador afim de ambos se pronunciarem sobre a viabilidade do pedido. Após a decisão que é comunicada ao SERUP, é feita a validação da inscrição, comunicando a aceitação, rejeição ou aceitação sob reserva da inscrição ao promotor.
4. Instalação da UPAC;
Esta deve ser executada por uma entidade instaladora de instalações elétricas de serviço particular ou técnicos responsáveis pela execução de instalações elétricas. A entidade instaladora deve providenciar todo e qualquer apoio no processo, nomeadamente que todos equipamentos instalados estão certificados e que a UPAC está convenientemente registada.
5. Pedido de inspeção;
O promotor da UPAC efetua o pedido de realização de inspeção, após concluída a UPAC.
6. Inspeção/Emissão do Certificado de Exploração;
Após o pedido é realizada a inspeção, devendo estar presente aquando desta o técnico/entidade responsável. Comprovada a conformidade da UPAC é emitido o relatório de inspeção. Não se verificando quaisquer erros e/ou falhas é emitido o Certificado de Exploração Definitivo.
7. Contrato com CUR para venda de energia, embora facultativo esta situação;
O promotor da UPAC, poderá celebrar um contrato de venda de eletricidade não consumida com o CUR.
8. Ligação da UPAC à instalação de consumo e à RESP através do CUR quando aplicável;

Ao nível de tempos de referência entre cada uma das etapas acima indicados, tem-se na Figura 2.12 os valores indicativos.

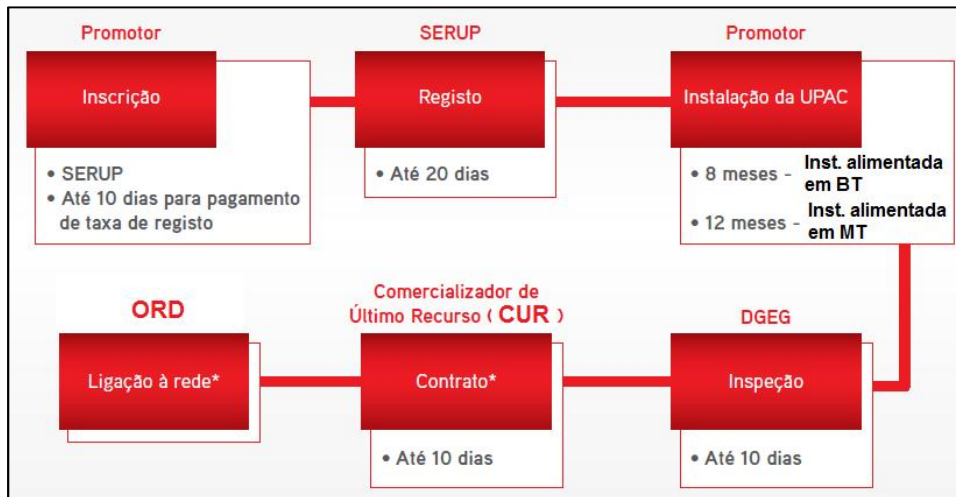


Figura 2.12 - Tempos de referência entre cada etapa na ligação de UPAC, adaptado de [11]

Reitera-se que no caso das UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e cuja instalação esteja ligada à RESP, assim como nos casos de UPAC com potência instalada menor ou igual a 1,5 kW e ligação à RESP e de instalação sem ligação à RESP, que utiliza fontes de energia renovável e pretende transacionar garantias de origem, é obrigatória a contagem do total de eletricidade produzida (através de telecontagem).

A obrigação de fornecimento de energia reativa não é aplicável aos produtores em autoconsumo.

No caso de energia proveniente de UPAC com origem em fonte renovável, cuja capacidade instalada não seja superior a 1 MW e cuja instalação de utilização se encontre ligada à RESP, o produtor pode celebrar com o CUR contrato de venda de eletricidade não consumida. Este contrato deve prever as seguintes condições contratuais:

- Prazo máximo de 10 anos, renováveis por períodos de 5 anos, salvo oposição comunicada com 60 dias de antecedência (adicionalmente o CUR pode opor-se à renovação ou prorrogação quando, por razões de sustentabilidade do SEN ou política energética, a DGEG assim o determine);
- Remuneração do CUR determinada nos termos da legislação, e de acordo com a fórmula:

$$R_{UPAC,m} = E_{FORNECIDA,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (2.1)$$

Onde:

- $R_{UPAC,m}$ é a remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês m , em €;
- $E_{FORNECIDA,m}$ é a energia fornecida no mês m , em kWh;
- $OMIE_m$ é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal, no mercado diário, e relativos ao mês m em €/kWh;
- m é o mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

- Pagamento pelo produtor da compensação prevista no diploma;
- Periodicidade da faturação. A faturação do contrato é processada pelo CUR em regime de autoliquidação de Imposto de Valor Acrescentado (IVA), não sendo, no entanto, exigível acordo escrito do produtor o que determina uma derrogação à regra geral do Código do IVA.

Este tipo de imposição tem vantagens ao nível das perdas de energia, uma vez que a produção se localiza mais próxima do local de consumo. Para além disso, permite a produção de energia de origem solar ajustável ao consumidor, permitindo potências superiores a 1MW, o que antes não era autorizado.

Uma das grandes diferenças do regime em autoconsumo, comparativamente às UPP, reside na tarifa de compensação, ou seja, as UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e cuja instalação elétrica de utilização se encontre ligada à RESP estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração. Esta compensação permite recuperar uma parcela dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de CIEG na tarifa de uso global do sistema. A sua expressão de cálculo é a seguinte:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (2.2)$$

Onde:

- $C_{UPAC,m}$ é a compensação paga no mês “m” por cada KW de potência instalada;
- P_{UPAC} é o valor da potência instalada da UPAC;
- $V_{CIEG,t}$ é o valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, medido em €/kW, apurado no ano t (ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC);
- K_t é um coeficiente de ponderação, entre 0% e 50% a aplicar ao V_{CIEG} tendo em conta a representatividade da potência total registada das UPAC no SEN, no ano t.

2.2.3 - Comparação com outros regimes europeus

Existem diferenças significativas na Europa ao nível de regulamentação do autoconsumo, com alguns países a incentivar este regime e outros a não tomar quaisquer medidas de apoio [12]. Existem fatores que justificam essas diferenças, nomeadamente o custo de eletricidade no mercado, as implicações técnicas e monetárias na rede e os próprios impostos associados. Como exemplo apresenta-se uma breve caracterização do regime de autoconsumo em países europeus.

a) Espanha

A dimensão do parque FV não pode exceder o máximo da potência contratada e o tamanho do parque define o tipo de regulação a aplicar, dado que existem 2 regimes. Existe um regime para sistemas com menos de 100 kW em que eventuais excessos de produção injetados na rede, não são remunerados. O outro regime para sistemas acima dos 100 kW, em que o excesso de

energia produzida pode ser vendido diretamente no mercado ou a intermediários. Todos os sistemas de autoconsumo com mais de 10 kW é cobrado uma taxa denominada taxa solar, sendo justificada com a necessidade de existir um sistema de rede de backup. As instalações FV com menos de 10 kW não estão sujeitas a esta taxa.

Na Figura 2.13 apresenta-se um quadro resumo do regime de autoconsumo em Espanha.

			Spain	
			Below 100 kW	Above 100 kW
PV Self-Consumption	1	Right to Self-Consume	Yes	Yes
	2	Revenues from Self-Consumed PV	Savings on the electricity bill	Savings on the electricity bill
	3	Charges to Finance T&D	Yes ("solar tax")	Yes ("solar tax")
Excess PV Electricity	4	Revenues from excess electricity	None	Wholesale market price minus taxes
	5	Maximum timeframe for compensation	Real-time	Real-time
	6	Geographical compensation	None	None
Other system characteristics	7	Regulatory scheme duration	Unlimited	Unlimited
	8	Third party ownership accepted	None	Yes
	9	Grid codes and additional taxes/fees	Above 10 kW (*)	Yes (*)
	10	Other enablers of self-consumption	None	None
	11	PV system size limitation	100 kW but below or equal to capacity contracted	Below or equal to the capacity contracted
	12	Electricity system limitations	Distributor's License	Distributor's License
	13	Additional features	Taxes on batteries	Taxes on batteries

(*) except the Canary Islands, Balears Islands, Ceuta and Melilla

Figura 2.13 - Caracterização dos diferentes modelos de autoconsumo em Espanha, adaptado de [9]

b) Alemanha

A introdução de tarifas especiais (tarifa *premium*) à energia elétrica autoconsumida, incentivou o regime de autoconsumo numa primeira fase, sendo que a remuneração do autoconsumo era mais bonificada se a taxa de autoconsumo fosse maior que 30%, estimulando assim ainda mais a adoção deste regime. Este modelo foi sendo aplicado entre 2009 e 2012 [13].

No entanto, a diminuição do custo de produção de energia solar fotovoltaica implicou que as entidades germânicas eliminassem a tarifa *premium*. Após a introdução desta medida e dado que os preços de eletricidade para o setor residencial se mantiveram com um custo superior ao lucro com a venda de eletricidade, na maior parte das situações, tornou-se vantajoso consumir diretamente da própria produção. Aliado a isso, o facto de terem sido impostos limites à injeção na rede de produção descentralizada, através nomeadamente das Leis das Energias Renováveis da Alemanha (EEG - *Erneuerbare-Energien-Gesetz*), veio incentivar ainda mais o autoconsumo, para além disso, estas leis foram também responsáveis pelo incentivo à produção de electricidade a partir de fontes de energia renovável. A versão atual deste diploma data de 2017 [14].

2.3 - Constituição de uma UPAC

De uma forma abreviada uma UPAC, sendo um sistema que está ligado à rede, é constituído pelos seguintes componentes [15]:

1. Painéis FV;
2. Cablagens e proteções DC;
3. Inversor;
4. Cablagens e proteções AC;
5. Quadro elétrico;
6. Equipamento de monitorização e contagem;
7. Estruturas de apoio e suporte.

Em termos de disposição destes componentes, o enquadramento habitual dos componentes será o observado na Figura 2.14 .

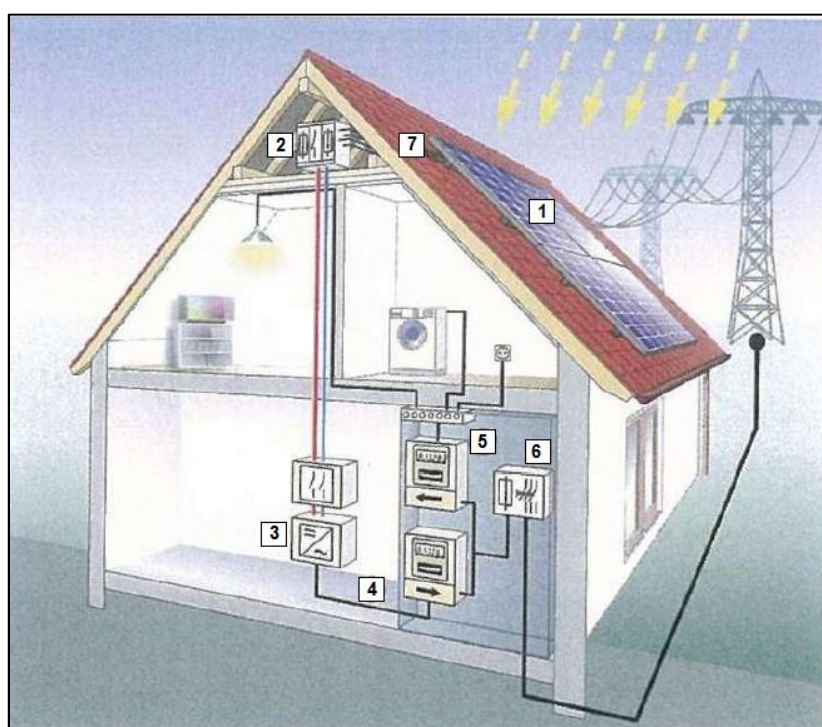


Figura 2.14 - Esquemático de princípio de autoconsumo no setor residencial, adaptado de [15]

No exemplo da Figura 2.15 está demonstrado um outro esquemático de uma UPAC que, embora não esteja organizado segundo os pontos acima numerados, estrutura também uma UPAC.

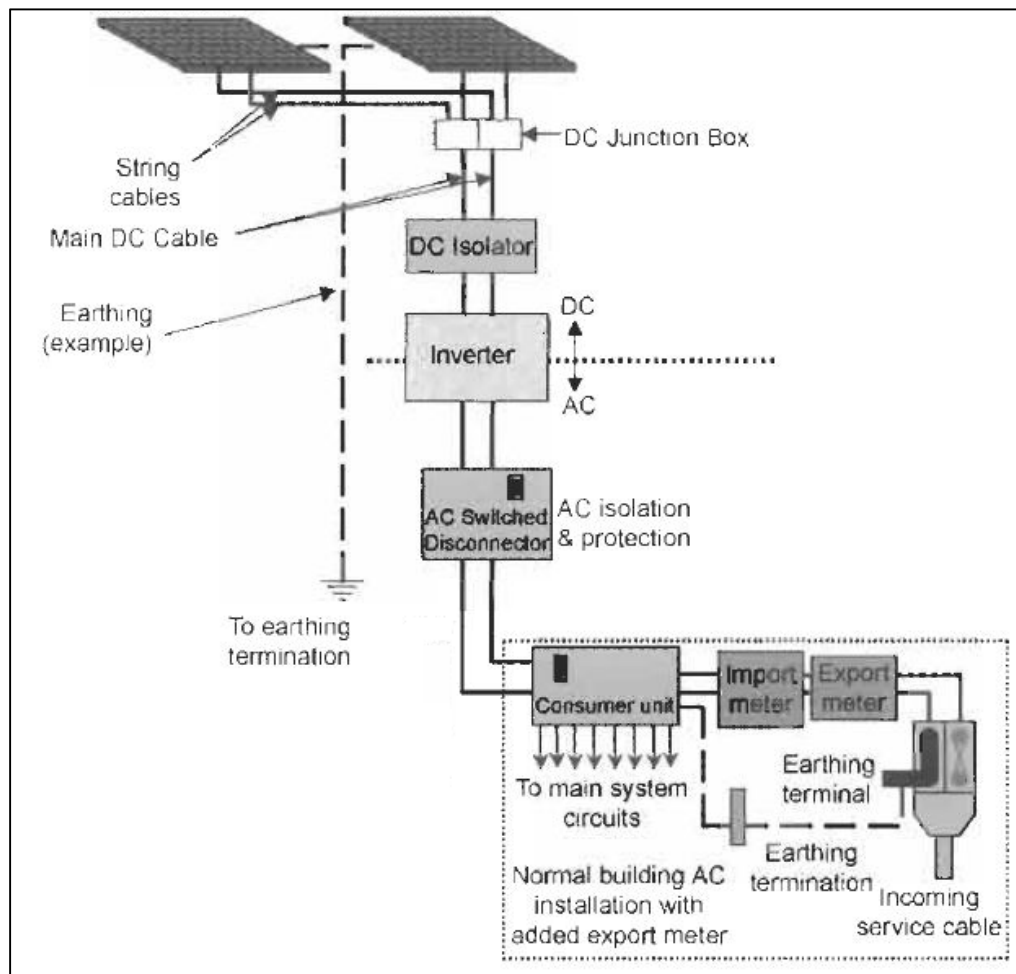


Figura 2.15 - Esquemático de princípio de uma UPAC generalizado, adaptado de [16]

2.3.1- Tipos de Tecnologias

Ao efeito da conversão da irradiação solar em energia elétrica dá-se o nome efeito fotovoltaico. Existem diferentes tipos de materiais semicondutores que são utilizados e processados para se obterem as células solares, Figura 2.16, que serão responsáveis pela produção de energia elétrica [17].

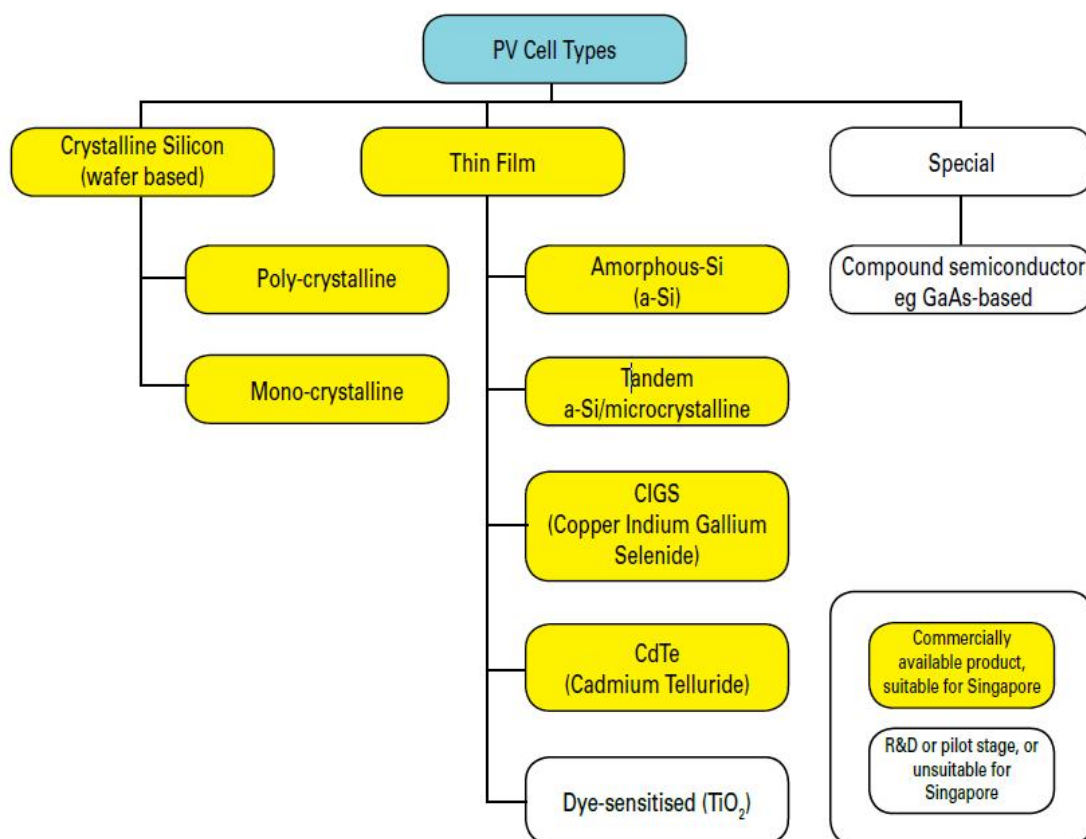


Figura 2.16 - Diferentes tipos de células solares, adaptado de [17]

Analisando a Figura 2.16 verifica-se que existem duas grandes famílias de materiais que são utilizados no FV:

- Silício cristalino;
- Películas finas.

Estes dois materiais são dominantes no mercado, com a tecnologia de silício cristalino a ter uma quota de mercado no ano de 2016, de 94% e a tecnologia de películas finas a ter uma quota de mercado de 6% [18]. Dentro da quota respetiva da tecnologia de silício a solução dominante é a policristalina com uma percentagem de 70% [18].

Na Figura 2.19 é possível observar a percentagem de produção das tecnologias dominantes dos painéis FV. Silício policristalino, silício monocristalino e películas finas são por esta ordem as tecnologias dominantes.

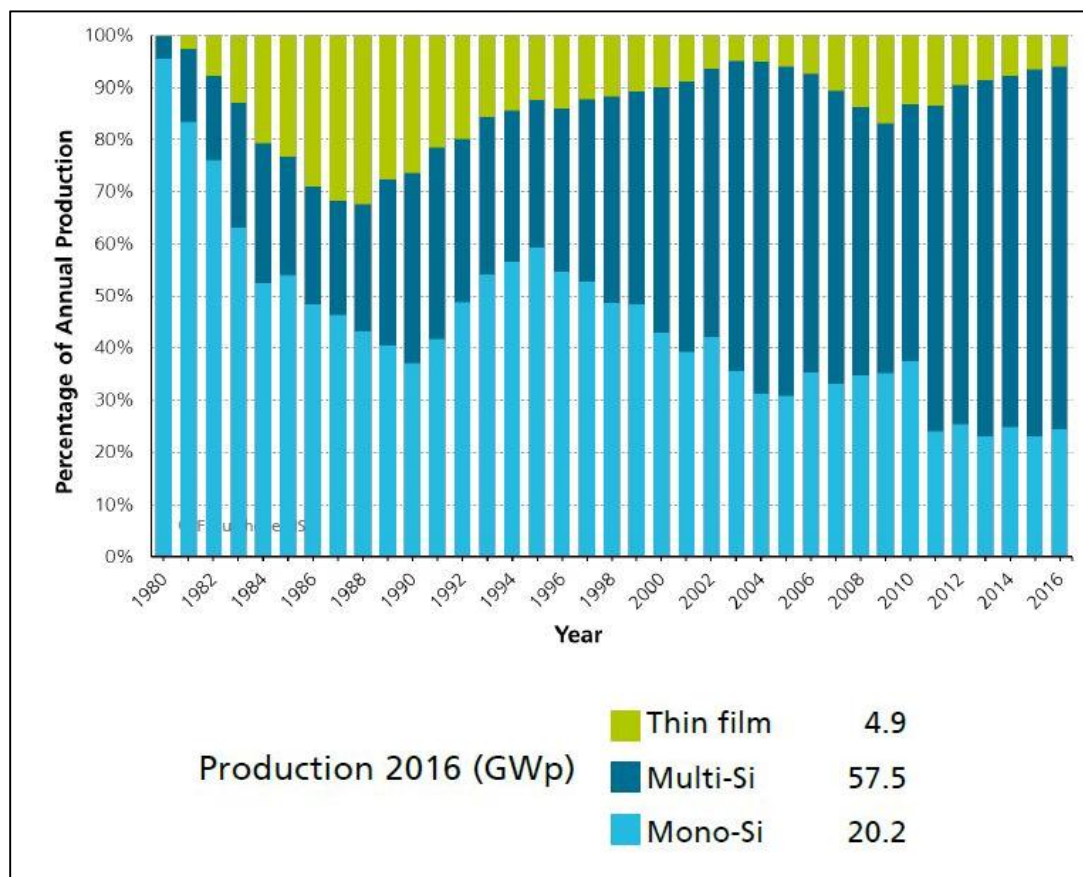


Figura 2.17 - Percentagem de produção global anual FV por tecnologia, adaptado de [18]

Relativamente à tecnologia de películas finas as variantes que são predominantes no mercado são:

- Telureto de Cádmio (CdTe);
- Silício Amorfo (a-Si);
- Disseleneto de Cobre e Índio/ Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio (CIS/CIGS).

Na figura seguinte é possível observar os desempenhos que as tecnologias mais utilizadas apresentam, quer ao nível do painel FV como ao nível da célula FV.

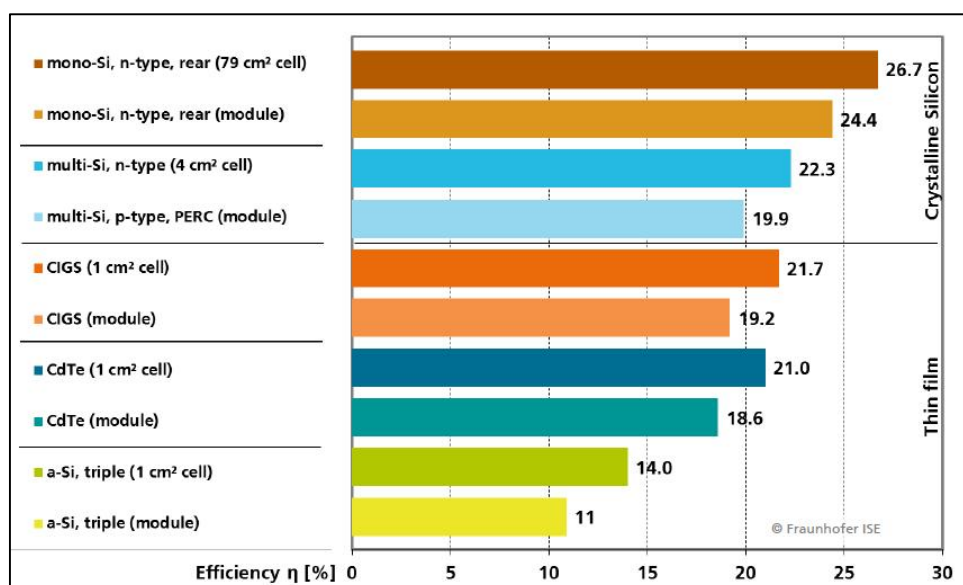


Figura 2.18 - Comparação de desempenhos de diferentes tecnologias em laboratório, adaptado de [18]

2.3.2- Painéis FV

Para se obter um painel FV (também designado por módulo FV) as células devem estar interligadas entre si. Ao conjunto de vários painéis FV agrupados entre si é dado o nome de série (ou *string*) e o agrupamento de séries designa-se por gerador FV [19]. Na situação em que só existe uma única série de painéis FV, dá-se apenas o nome gerador FV. Na Figura 2.17 é possível observar os diferentes conceitos.

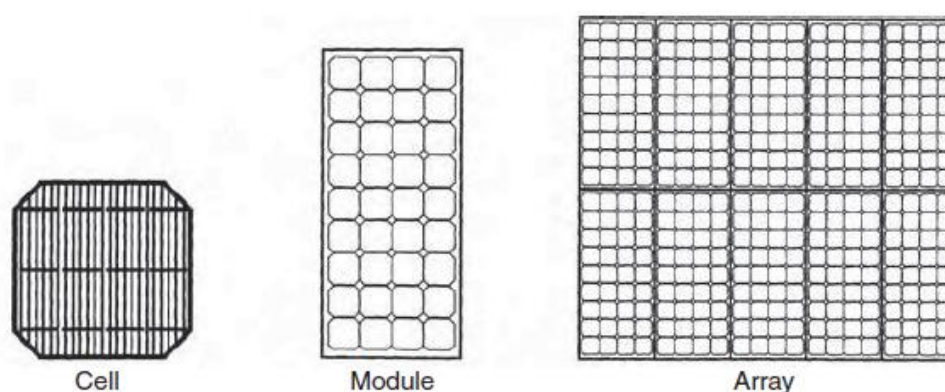


Figura 2.19 - Célula FV, painel FV e gerador FV, adaptado de [19]

A principal aplicação da energia elétrica gerada pelos módulos FV é a produção de energia elétrica em corrente contínua (DC⁹) [20].

⁹ A sigla AC designa *Direct Current*.

Esta corrente é depois convertida de DC para corrente alternada (AC¹⁰) através de um inversor, Figura 2.18 e seguidamente é feita a ligação à restante infraestrutura elétrica.

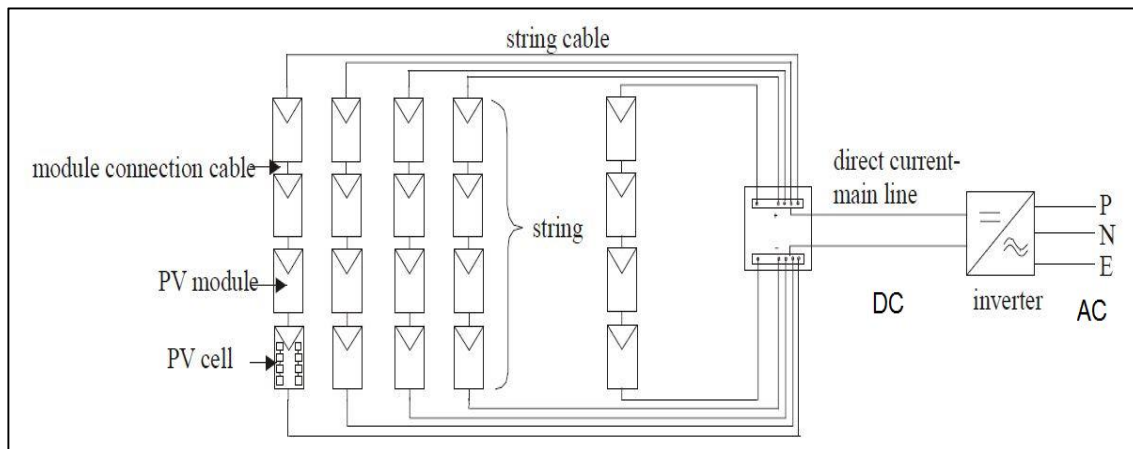


Figura 2.20 - Gerador FV constituído por várias *strings*, estando este ligado a um inversor comum, adaptado de [21]

Um painel FV é habitualmente construído segundo os elementos descritos na figura seguinte.

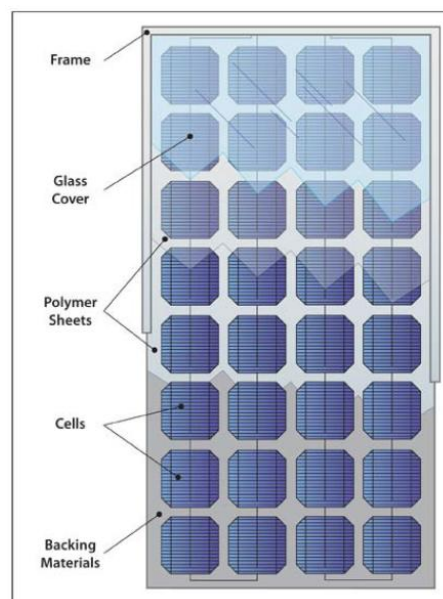


Figura 2.21 - Construção tipo de um painel FV, adaptado de [22]

O custo dos painéis FV tem vindo a diminuir nos últimos anos independentemente da tecnologia em causa, estando o preço na ordem do 0,5 dólares por Watt (W) de potência de painel FV, segundo dados de março de 2017 [23], Figura 2.22 .

¹⁰ A sigla DC designa *Alternating Current*.



Figura 2.22 - Preços médios mensais do painel FV por tipo de tecnologia, adaptado de [23]

As informações que habitualmente caracterizam o painel FV são:

- Especificações elétricas;
- Especificações mecânicas;
- Dimensões e detalhes físicos;
- Curvas características de funcionamento;
- Certificações e homologações;
- Garantias.

2.3.3- Inversores

O inversor tem como principais funções [24]:

- Converter a energia elétrica DC do gerador FV que lhe é colocada na entrada em energia elétrica AC na saída;
- Assegurar que a frequência da saída AC está ajustada à da rede elétrica;
- Reduzir as flutuações de tensão;
- Assegurar a qualidade da onda AC.

A configuração de inversores para um sistema FV pode ser esquematizada segundo os seguintes tipos [25], os quais estão representados na Figura 2.23:

1. Inversor central;
2. Inversor por *string*;
3. Inversor por módulo;

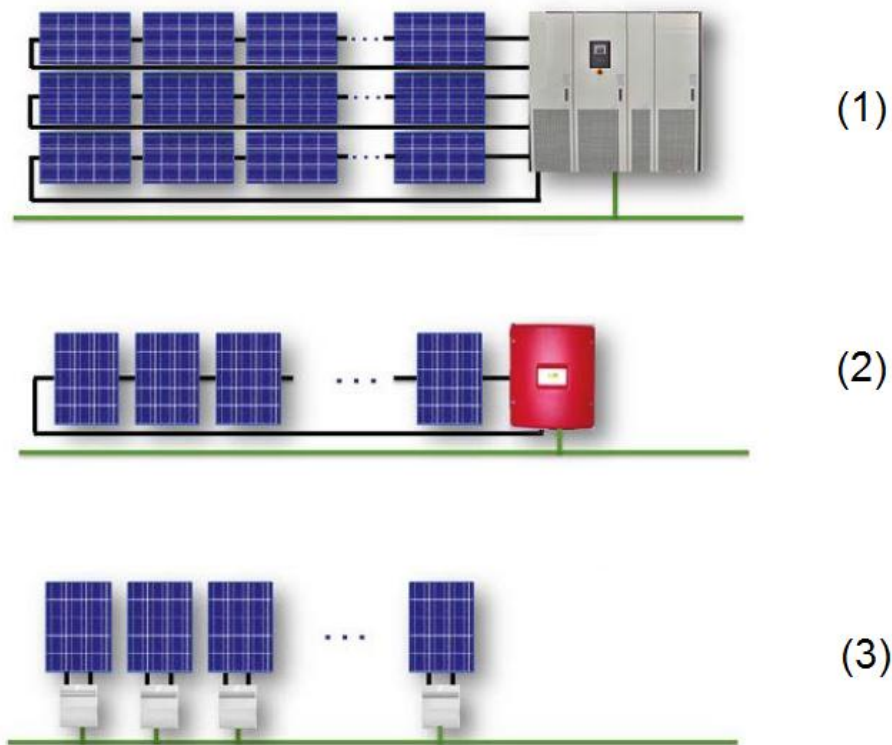


Figura 2.23 - Esquemas de ligação de inversores, adaptado de [25]

Habitualmente, na folha de características do equipamento é possível encontrar as seguintes informações detalhadas:

- Entrada (DC);
- Saída (AC);
- Eficiência;
- Dados gerais;
- Acessórios;
- Funções/recursos;
- Curva característica.

2.3.4- Proteções

Ao nível de proteções e de acordo com o esquemático representado na Figura 2.23, deverão existir proteções distintas e adequadas para o lado DC e para a parte AC.

Estas devem “garantir a segurança das pessoas, dos animais e dos bens contra os perigos e danos que possam resultar da utilização das instalações...” [27], nomeadamente através da utilização de dispositivos que garantam [26]:

- Proteção das seções dos cabos tanto do lado AC como DC;
- Proteção de geradores FV contra correntes inversas, através da utilização de díodos de bloqueio, fusíveis e disjuntores;
- Proteção de geradores FV contra sobretensões;
- Isolamento e comutação no lado DC.

A proteção diferencial deve ser também assegurada, nomeadamente na parte AC da instalação FV [28].

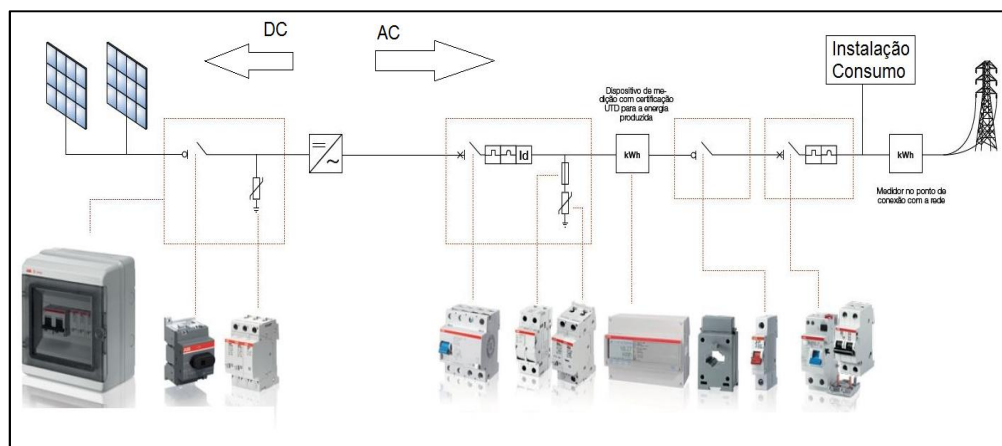


Figura 2.24 - Esquemático de referência de um sistema FV, adaptado de [26]

Devem ser igualmente estabelecidas as ligações à terra e condutores de proteção, devendo estas ser colocadas paralelamente o mais próximo possível dos cabos DC, dos cabos AC e dos seus acessórios [28].

2.3.5- Estruturas de apoio e suporte

A montagem dos painéis FV exige habitualmente a instalação de estruturas de apoio, podendo esta apresentar diferentes configurações [19], conforme exemplos da figura seguinte.

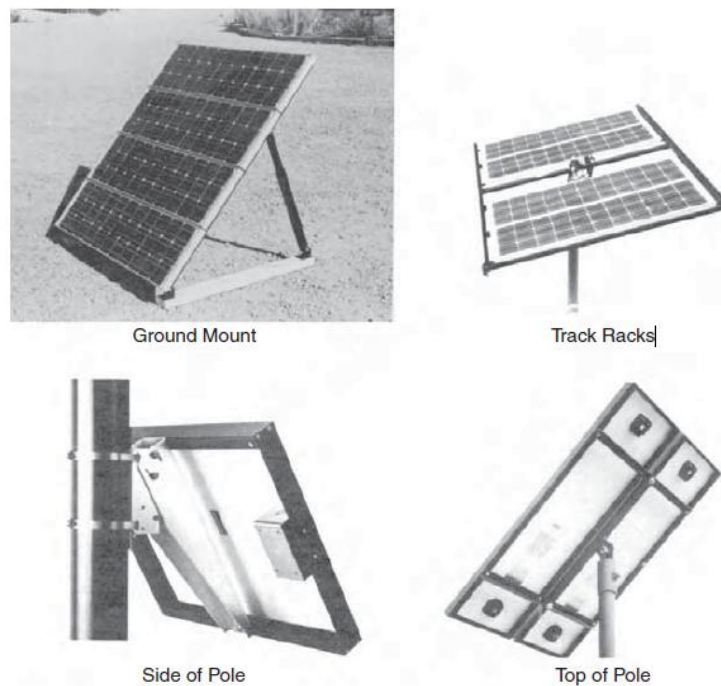


Figura 2.25 - Exemplos de diferentes montagens FV: fixa no solo, com seguimento, lateral e no topo de um poste, adaptado de [19]

O objetivo destas estruturas é fornecer o suporte estrutural e proteção aos painéis FV que estão colocados na estrutura. As estruturas de apoio e suporte tem um papel relevante na definição de características, como a orientação e o ângulo ideal de inclinação dos painéis.

No caso dos sistemas montados ao nível do solo, podem ser enumerados quatro tipos [29]:

- Fixos;
- Ajustáveis manualmente;
- Com seguimento de um eixo;
- Com seguimento de dois eixos.

Existem ainda estruturas de apoio e montagem que são integradas nos edifícios para instalação dos painéis FV, sendo os locais mais habituais os telhados e as fachadas [30]. Na Figura 2.26 apresentam-se algumas propostas de potenciais localizações para a instalação de infraestruturas FV [15].

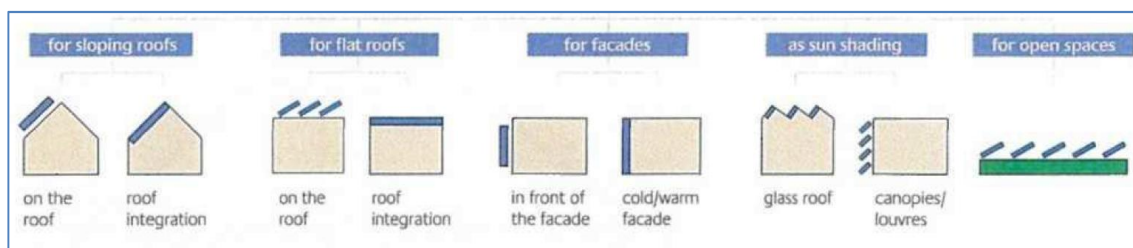


Figura 2.26 - Tipos de localizações para instalações FV, adaptado de [15]

2.3.6- Cablagens

O desempenho global de um sistema FV depende sempre muito da escolha acertada dos cabos a utilizar.

Ao nível de cablagens será importante diferenciar a cablagem, da seguinte forma [31]:

- Cabos de módulo ou de fileira;
- Cabo principal DC;
- Cabo de ligação AC.

Os cabos de módulo é a designação atribuída aos condutores que asseguram a ligação elétrica entre os módulos FV de um determinado gerador FV e caixa de junção do gerador [31].

À ligação entre a caixa de junção do gerador FV e o inversor é atribuída a denominação de cabo principal DC.

O cabo de ligação AC é a cablagem que concretiza a ligação do inversor à rede elétrica. Este cabo de ligação AC é constituído por 5 condutores ou 3 condutores, confora seja trifásico ou monofásico.

2.3.7 - Equipamentos de monitorização e contagem

O sistema de monitorização inclui todos os equipamentos que monitorizam o funcionamento da instalação FV e as condições meteorológicas da mesma.

Permite analisar todo o fluxo de energia no sistema FV através da medição e determinação dos parâmetros energéticos de produção (energia, rendimentos, perdas) e medição de grandezas elétricas (tensões, correntes, potências), Figura 2.27 .

A caracterização do recurso solar é feita particularmente na medição da irradiância¹¹ (I) e temperatura média, entre outros dados.

¹¹ Irradiância é representado pela letra I, e exprime-se em W/m² . Significa a potência incidente por unidade de área.

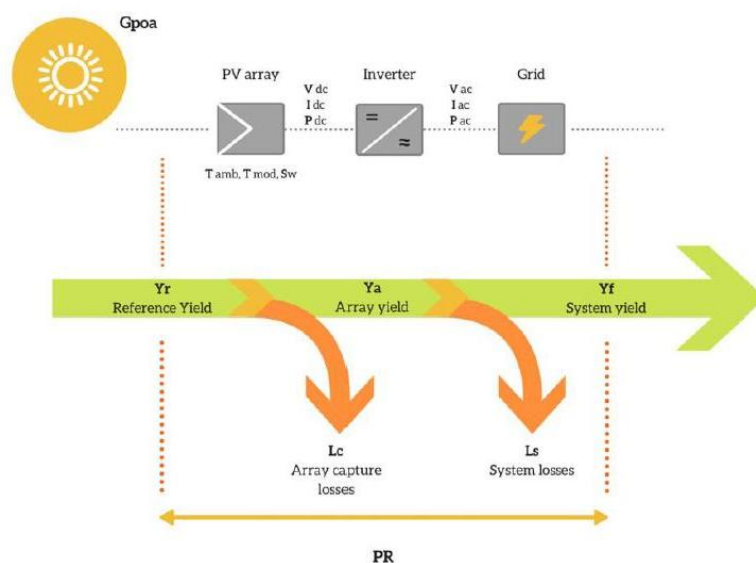


Figura 2.27 - Principais parâmetros, rendimentos e perdas observados num fluxo de energia num sistema FV ligado à rede, adaptado de [32]

No caso da radiação solar a medição é feita recorrendo a piranómetros, que deverão ser colocados no plano do painel FV. As boas práticas indicam que devem ser instalados pelo menos dois piranómetros no plano do gerador FV [32].

2.4- Aspectos de condicionamento do desempenho do FV

2.4.1- Estimativa de recurso

O recurso mais importante numa instalação FV é o sol, sendo este a fonte energética base. A dimensão de uma instalação FV está sempre condicionada obrigatoriamente à existência de recursos atuais suficientes para a instalação e dos dados históricos desses recursos.

As duas principais fontes de informação de recurso solar são os dados obtidos de satélite e as medições feitas em terra [33]. Dado que o sol é um recurso intermitente, os dados históricos são também importantes para avaliar a viabilidade de projetos FV, sendo comum atribuir-se um grau de confiança razoável a um projeto FV quando se tem pelo menos dez anos de dados históricos de recurso solar [33]. O recurso solar de um determinado local é definido pelos seguintes tipos de irradiação:

- Irradiação normal (DNI - *Direct Normal Irradiation*);
- Irradiação horizontal difusa (DHI - *Diffuse Horizontal Irradiation*);
- Irradiação horizontal global (GHI - *Global Horizontal Irradiation*).

No caso do hemisfério norte, a inclinação de uma superfície orientada a sul recebe uma irradiação global anual maior que uma horizontal, conforme se verifica pela figura seguinte.

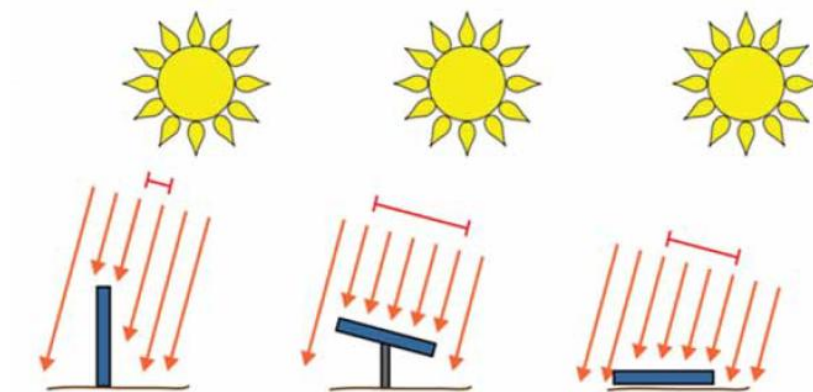


Figura 2.28 - Efeito da inclinação na capacidade de aproveitamento da irradiação solar, adaptado de [33]

A irradiação inclinada global (GTI - *Global Tilted Irradiation*) para qualquer ângulo de inclinação, quantifica a quantidade de irradiação recebida.

Na Figura 2.29 está representado o mapa da Europa da radiação solar GHI no período entre 2004 e 2010 [34].

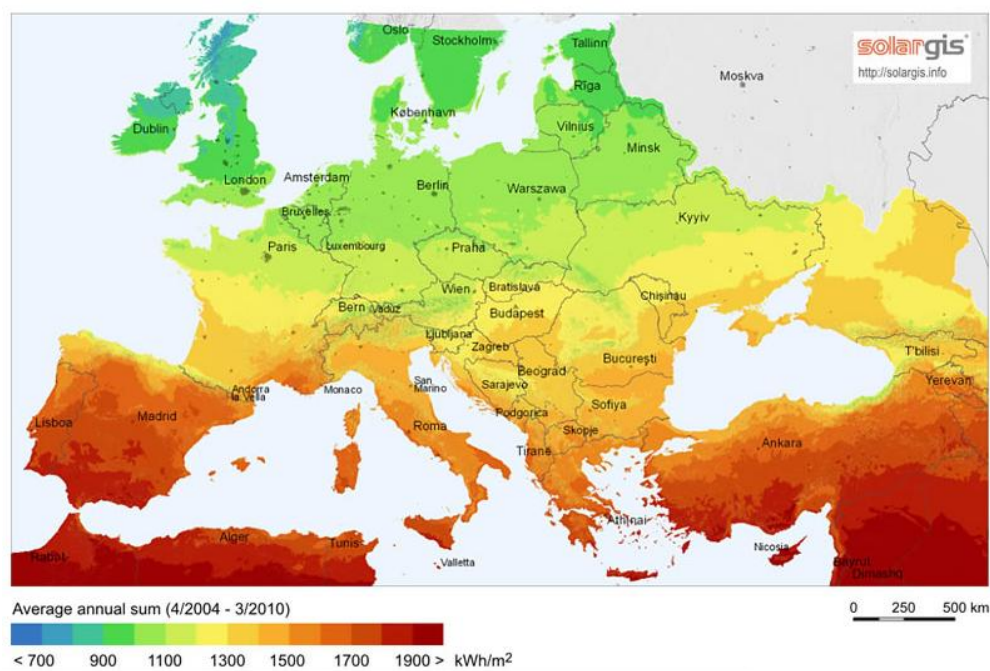


Figura 2.29 - Mapa da média anual de radiação solar GHI no período entre 2004 e 2010, adaptado de [34]

Sendo a irradiação solar o parâmetro mais importante na avaliação do recurso solar, existe um outro parâmetro que também tem influência que é a temperatura.

Enquanto que a irradiação pode variar bastantes vezes ao longo do dia mediante, por exemplo, com o aparecimento de nuvens, a temperatura não oscila tanto na medida em que a variação é atenuada pela capacidade técnica dos módulos FV [35].

Existem várias bases de dados com os dados de recursos solares, com maior ou menor precisão e que utilizam os dados recolhidos em terra e dos dados de satélites [33].

2.4.2- Aspetos de localização

O critério de localização na decisão de instalar ou não um parque FV é decisivo, no entanto para além das condicionantes geográficas, existem outras condicionantes não geográficas que também podem ser enquadradas neste critério. Enumera-se os aspetos a ter em consideração [33]:

1. Área disponível;
2. Clima local;
3. Topografia;
4. Regulamentação local;
5. Política de utilização de terrenos;
6. Designações ambientais;
7. Riscos geopolíticos;
8. Acessibilidades;
9. Ligação à rede;
10. Incentivos financeiros;
11. Poluição.

2.4.3- Sombreamento

Para se obter o máximo desempenho de uma instalação FV é imperativo que não existam obstáculos entre a irradiação solar e os painéis onde essa irradiação, vai ser absorvida ou pelo menos que isso não aconteça, na maior parte do dia ao longo do ano.

A existência de obstáculos como edifícios, árvores, torres de ventilação, chaminés, antenas e outras obstruções que possam causar sombreamento, pode ter um impacto muito significativo na saída do gerador FV, daí que deva ser minimizado este sombreamento ou, preferencialmente não existir [36].

Quando um painel FV está a sofrer de sombreamento, esse módulo vai diminuir a energia produzida levando a que a *string* onde esteja inserida produza menos energia.

2.4.4- Orientação ótima

No hemisfério norte, a orientação que tira o melhor rendimento energético anual é para sul. Conjugando o parâmetro de orientação com a inclinação do gerador fotovoltaico, o desempenho do sistema FV oscila muito, conforme se pode visualizar pela Figura 2.30. Nesta figura se a instalação estiver orientada a sul e tiver uma inclinação de 35°, o rendimento que se pode esperar é máximo. No caso de a instalação ter outra orientação e/ou inclinação os valores de percentagem de rendimento vão diminuir.

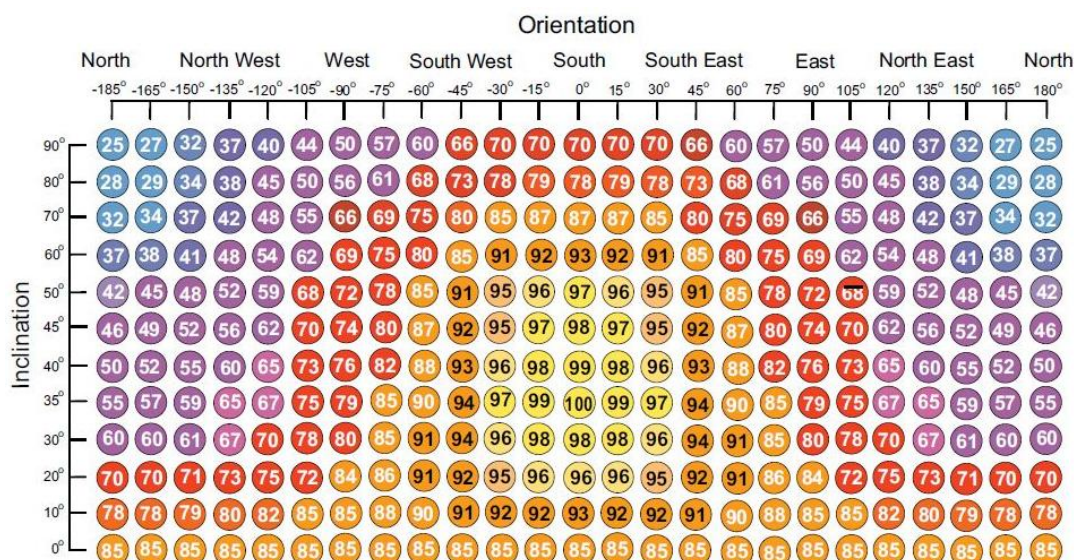


Figura 2.30 - Percentagem de rendimento máximo espectável, em função da orientação e inclinação, adaptado de [36]

Existe *software* de simulação que têm a capacidade de modelizar o efeito do ângulo de inclinação e orientação adequado a cada situação especificamente.

2.4.5- Configuração das *strings*

Os painéis FV podem ser associados em série e/ou paralelo e, conforme essa associação, irá ser obtido o nível de tensão ou corrente pretendidos respetivamente.

Associação série

Quando existe esta associação, o terminal positivo de um painel é ligado ao terminal negativo do painel seguinte e continua esta sequência até ao final da *string*. Ao nível de tensão e corrente verifica-se que [35]:

$$U_{TOTAL} = U_1 + U_2 + U_N \dots + U_N \quad (2.3)$$

$$I_1 = I_2 = \dots = I_N \quad (2.4)$$

Ao nível da característica I-V pode observar-se o que acontece quando se associam 2 ou 4 painéis FV em série na figura seguinte.

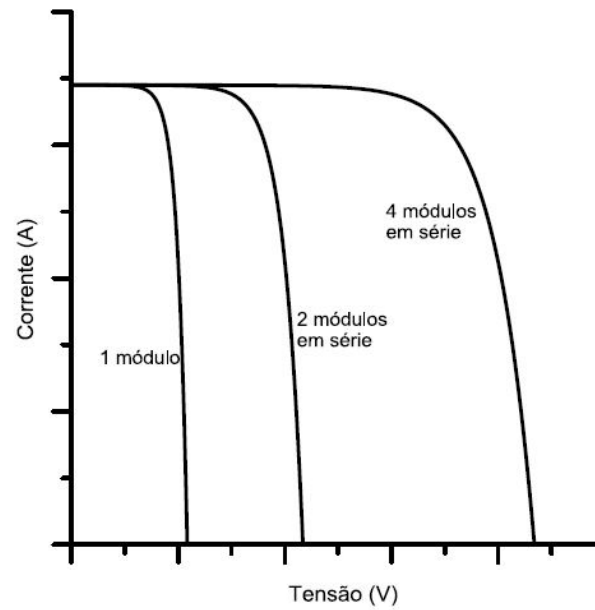


Figura 2.31 - Exemplo de curva I-V para associação em série, adaptado de [35]

Associação paralelo

Quando existe esta associação, os terminais positivos de todos os painéis FV que compõem a string são comuns entre si, assim como os terminais negativos de todos os painéis FV. Ao nível de tensão e corrente verifica-se que [35]:

$$U_1 = U_2 = U_N = \dots = U_N \quad (2.5)$$

$$I_{TOTAL} = I_1 + I_2 + \dots + I_N \quad (2.6)$$

Ao nível da característica I-V pode observar-se o que acontece quando se associam 2 ou 4 painéis FV em paralelo na figura seguinte.

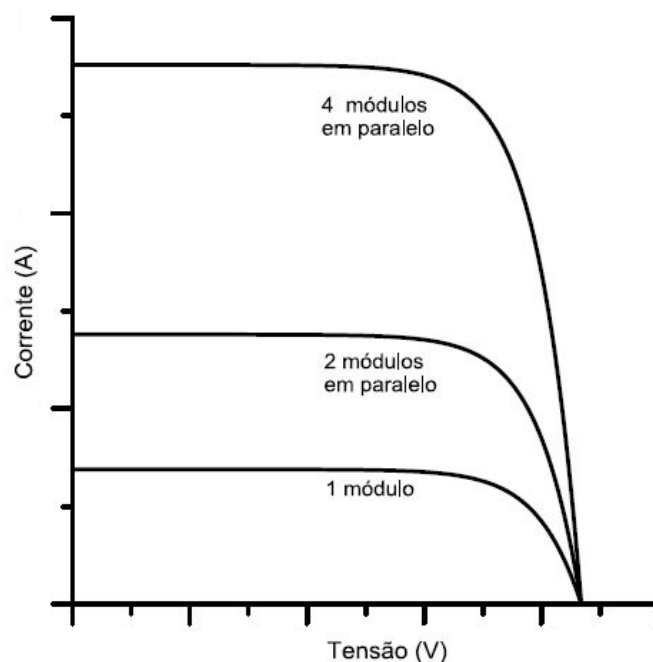


Figura 2.32 - Exemplo de curva I-V para associação em paralelo, adaptado de [35]

Além das formas como estão associados os painéis FV nas *strings*, a forma como estão orientados os painéis FV é outro parâmetro que deve ser equacionado. A possibilidade de um painel FV poder ser colocado na horizontal ou na vertical acaba por estar diretamente relacionado com o sombreamento da instalação FV.

Os painéis FV quando instalados na horizontal normalmente vão influenciar menos o sombreamento, do que uma instalação em que os painéis FV estão na vertical. No entanto, a configuração dos painéis FV na vertical deve ser considerada se o sombreamento do horizonte este e oeste for particularmente predominante [33].

O distanciamento entre *strings* é outro parâmetro que é essencial determinar para evitar ou minimizar sombreamentos entre os painéis FV que constituem as *strings*. Na Figura 2.23 estão ilustrados todos os ângulos e distâncias que devem ser considerados no processo de definição do layout dos painéis FV na instalação, ao nível de distâncias entre fileiras, ângulo de inclinação do painel (β) e o ângulo limite de sombreamento (α). Este ângulo limite de sombreamento é o ângulo de elevação solar a partir do qual não existe sombreamento entre fileiras, de forma que, se a elevação do sol for inferior, vai existir sombreamento nos painéis FV e consequentemente uma diminuição da energia produzida.

Este ângulo α pode ser diminuído, se o ângulo β for reduzido, ou então outra hipótese é aumentar o espaçamento d entre fileiras. Habitualmente neste cenário é escolhida a primeira hipótese, de redução do ângulo de inclinação do painel FV, porque significa uma redução mínima no rendimento anual.

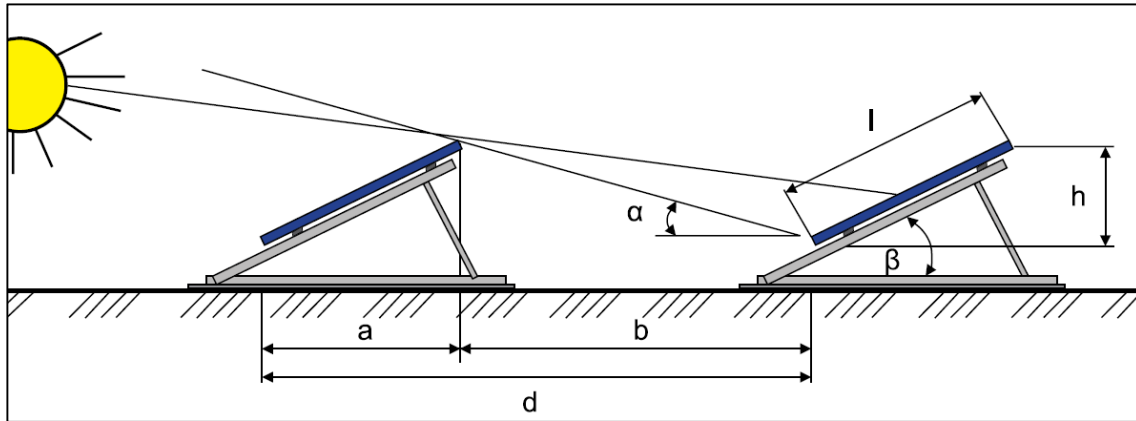


Figura 2.33 - Esquema representativo do distanciamento entre fileiras e os ângulos envolvidos, adaptado de [33]

O rácio entre l/d é uma medida que relaciona a área do painel FV com a área total necessária para a infraestrutura FV.

A distância d entre a base das fileiras é calculada a partir da seguinte equação [21]:

$$d = L \cdot \cos \beta + h \cdot \cot \alpha = L \cdot \cos \beta + L \cdot \sin \beta \cdot \frac{\cos \alpha}{\sin \alpha} \quad (2.7)$$

Em geral, se a perda anual devido ao sombreamento for inferior a 1%, a distância entre fileiras poderá ser considerada aceitável [33].

Relativamente à quantidade máxima e mínima de painéis FV por string é a seguinte:

- O nº máximo de painéis FV que pode comportar uma string está dependente da máxima tensão DC de entrada do inversor, já que não pode ultrapassar esta.
- O nº mínimo de painéis FV é orientado pela necessidade de manter a tensão do sistema FV nos limites do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point* - MPP) do inversor.

2.4.6- Definições dos inversores

A definição do inversor que melhor se enquadra à instalação FV em causa, está condicionada a parâmetros da própria instalação, como é a avaliação do recurso solar ou o ângulo de inclinação dos painéis FV entre outras especificidades.

É comum na definição do inversor usar uma relação entre a potência deste e a potência do gerador FV, mas não quer dizer que seja a melhor prática.

No dimensionamento do inversor é comum serem utilizados os seguintes limites [33]:

$$0,8 < \text{Power Ratio} < 1,2 \quad (2.8)$$

Onde:

$$\text{Power Ratio} = \frac{P_{\text{inversor DC}}}{P_{\text{FV pico}}} \quad (2.9)$$

$$P_{inversor\ DC} = \frac{P_{inversor\ AC}}{\eta_{(100\%)}} \quad (2.10)$$

Entre os fatores, aquando do dimensionamento de um equipamento, que devem ser analisados, estão [33]:

- O valor máximo da tensão em circuito aberto (Voc) do gerador FV, no cenário limite de temperatura baixa com irradiação solar elevada, deve ser inferior à tensão máxima DC de entrada do inversor;
- O inversor deve ser capaz de suportar a corrente máxima do gerador FV;
- O valor mínimo da tensão em circuito aberto (Voc) do gerador FV, no cenário limite de temperatura alta, deve ser maior que a tensão *turn-off* DC do inversor;
- A corrente DC máxima do inversor deve ser maior que a corrente do gerador FV;
- Os limites MPP do inversor deverão estar ajustados aos diferentes pontos MPP do gerador FV para as diferentes temperaturas;
- A tensão de funcionamento deve ser otimizada para a eficiência máxima do inversor;

Existem já no mercado inversores com controlo de potência reativa, sendo por isso os mais os mais recomendados.

2.4.7 - Escolha da cablagem

A escolha dos cabos DC para o gerador FV, deve ser feita recorrendo primariamente aos cabos construídos especificamente para instalações FV solares.

No dimensionamento dos cabos, deverão ser observados [33]:

- Nível de tensão para que está dimensionado;
- Nível de carga que deverá suportar;
- Minimização das perdas no caso.

Relativamente às perdas nos cabos, valores inferiores a 1% são razoáveis, enquanto que relativamente à queda de tensão valores inferiores a 3% são aceitáveis [33].

Capítulo 3

Guia de Caderno de Encargos

O objetivo deste capítulo é descrever todo o enquadramento e caracterização que o CE deve seguir. É realizada inicialmente uma abordagem geral das partes em que deve ser estruturado um CE, partindo depois para o guia de especificações das condições técnicas, suportando os parâmetros deste guia em exemplos do caso de estudo da FEUP.

3.1- Enquadramento do Caderno de Encargos

3.1.1 - Definição de Caderno de Encargos

O caderno de encargos pode ser definido como o documento que normalmente contém todas as informações sobre a conceção e especificação que o cliente pretende construir [37]. No livro *“Estimating and Tendering for Construction Work”* o autor Martin Brook define, no capítulo de *tender documentation*, que *“The documentation is the vital link between design and construction.”* [39]. O autor Ronald C. Smith acrescenta na definição de *“tender documents”* que *“all the relevant information about the proposed contract, rules, conditions, etc. supplied to the contractor which will enable him to price the work as accurately as possible, taking into account all the special peculiarities which every building project possesses”* [38].

Num concurso pretende-se que com a entrega de CE aos diferentes concorrentes, sejam obtidas posteriormente propostas adequadas ao solicitado no CE e que estas sejam competitivas entre si de forma a que a avaliação seja bem conseguida na seleção da melhor proposta.

Embora o CE seja a maneira correta de fazer um procedimento para o concurso de uma obra, acontece muitas vezes a sua não existência, sendo substituído por:

- Convites formais a entidades com perfil para a realização da obra;
- Mapa de quantidades onde está descrito todos os materiais e equipamentos a usar na obra, sendo apenas necessário que o concorrente preencha os custos;
- Desenhos, devendo o concorrente fazer o levantamento de todos os componentes necessários para a obra a partir dos desenhos facultados.

3.1.2- Representação de um Caderno de Encargos

Um CE é uma das partes essenciais na elaboração de um projeto, empreitada, obra, e no caso de um CE enquadrado com as instalações FV de autoconsumo, pode ser representado segundo o esquema da Figura 3.1.

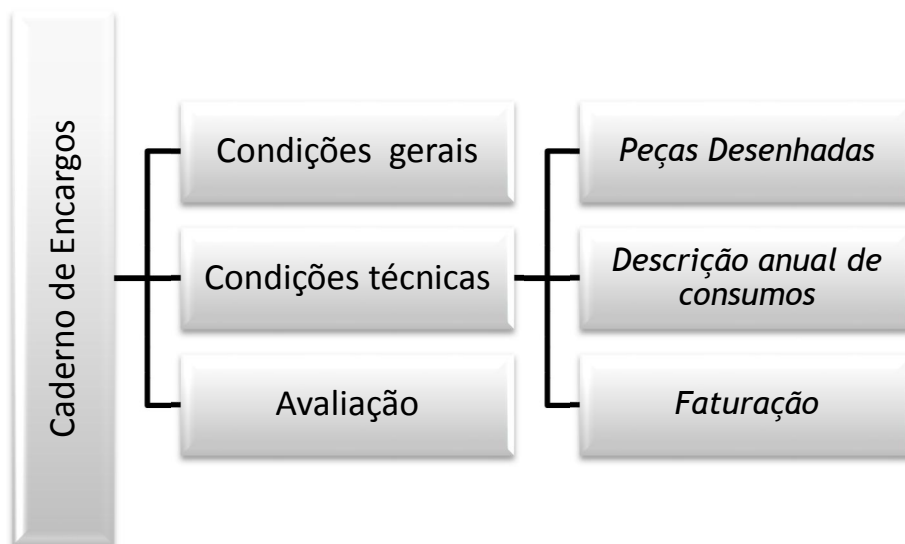


Figura 3.1 - Organização de CE ligado ao FV de autoconsumo

Nas condições gerais é feita a definição da metodologia, princípios e condições para que os objetivos estabelecidos no CE sejam seguidos por parte do concorrente selecionado.

Nas condições técnicas são especificados e caracterizados todos os componentes que deverão constituir a infraestrutura, e onde são definidos os requisitos técnicos associados. Nas condições técnicas incluem-se as:

- Peças desenhadas, na medida em que é importante saber as infraestruturas existentes, conseguir definir a melhor localização para o ponto de ligação a existir com a rede, trajetos possíveis para a cablagem;
- Descrição anual de consumos, afim de avaliar a viabilidade técnica de um determinado projeto face ao histórico de consumo;
- Faturação, de forma a ser realizada uma avaliação económica do projeto.

3.2- Estruturação do Caderno de Encargos

3.2.1- Condições gerais

Para que as empreitadas/intervenções sejam executadas com rigor, o documento deverá tentar enquadrar os seguintes princípios orientadores :

- 1) Âmbito e objeto
 - Caracterização do objeto;

- Definição do âmbito da intervenção;
 - Esclarecimentos de dúvidas de interpretação dos documentos;
 - Obrigações, responsabilidades e encargos da entidade adjudicada;
 - Definições.
- 2) Disposições e cláusulas a cumprir
- Disposições e cláusulas por que se rege a obra/empreitada;
 - Regulamentos e outros documentos normativos.
- 3) Caracterização
- Enquadramento do espaço físico;
 - Caracterização genérica das infraestruturas existentes;
 - Objetivos.
- 4) Localização e edifícios da instalação
- Fornecimento da informação detalhada de localização;
 - Apresentação de mapas atuais;
 - Apresentação das áreas.
- 5) Considerações
- Constituição genérica do sistema;
 - Responsabilidades.
- 6) Informações e documentação preliminar
- Apresentação dos materiais que acompanham o CE;
 - Esclarecimentos de omissões e lapsos.
- 7) Documentação a incluir nas propostas
- Estimativas energéticas e económicas;
 - Ficheiros de dimensionamento específicos;
 - Peças desenhadas;
 - Esquemas elétricos.
- 8) Exclusões técnicas
- 9) Prazos
- Datas previstas para intervenção;
 - Duração prevista;
 - Data de início de produção.
- 10) Segurança
- 11) Ambiente
- 12) Organização e coordenação dos trabalhos
- Levantamento dos condicionalismos.

- 13) Execução dos trabalhos
 - Apresentação plano de trabalhos.
- 14) Alterações e trabalhos suplementares
- 15) Fiscalização e controlo dos trabalhos
 - Definição das entidades.
- 16) Receção dos materiais
- 17) Garantias e responsabilidades
 - Garantias incluídas;
 - Definição das responsabilidades.
- 18) Manutenção e inspeções técnicas
 - Atribuição de ações;
 - Apresentação de medidas de manutenção;
 - Apresentação de medidas de inspeção.
- 19) Qualidade
 - Normalização e especificações dos materiais.
- 20) Receção provisória e definitiva da instalação
 - Procedimentos.

3.2.2- Condições Técnicas Descritivas

Esta seção deve caracterizar as partes essenciais da instalação e pormenorizar os requisitos mínimos de materiais e equipamentos, assim como, o detalhe dos mesmos. O concorrente na apresentação da proposta deverá verificar o cumprimento de todos os elementos.

De uma forma genérica, no caso de um sistema FV de autoconsumo, este poderá ser dividido por :

- 1) Painéis/Módulos FV;
- 2) Inversores;
- 3) Configurações;
- 4) Cablagem;
- 5) Quadros elétricos;
- 6) Sistemas de apoio e suporte;
- 7) Caminhos de cabos;
- 8) Sistemas de monitorização e contagem;
- 9) Ligação às infraestruturas elétricas.

3.2.3- Avaliação

A forma de avaliar as propostas de acordo com o CE especificado, é definido segundo dois tipos de critérios:

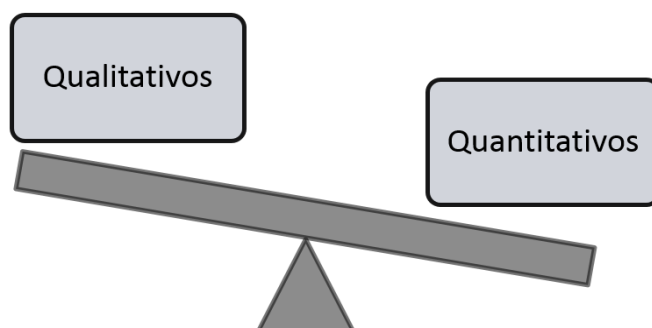


Figura 3.2 - Tipos de critérios a ponderar na avaliação

Os critérios quantitativos tendem normalmente a ter um maior peso na avaliação, dado que são mensuráveis, ao contrário dos critérios qualitativos.

É necessário definir os critérios sob os quais a avaliação vai incidir, nesse sentido foram esquematizados todos os critérios avaliáveis na Figura 3.3.

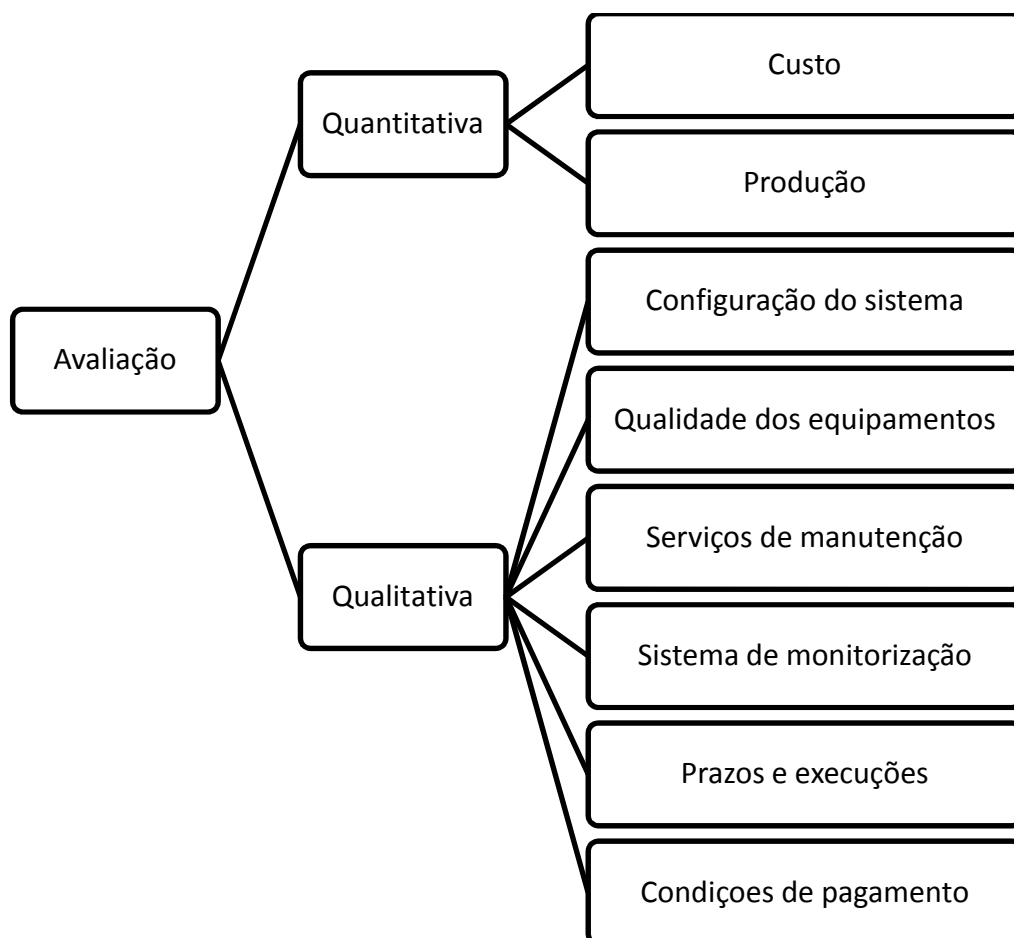


Figura 3.3 - Todos os critérios de avaliação da UPAC

3.3- Condições Técnicas Descritivas e Especificações

3.3.1- Pressupostos

Antes da caracterização dos equipamentos que deverão constituir a instalação de autoconsumo FV, deverá ser avaliado a viabilidade da instalação da UPAC relativamente ao(s) edifício(s) que acolherá a infraestrutura. Na tabela seguinte são indicados os tópicos gerais que deverão ser analisados e verificados antes de qualquer intervenção.

Tabela 3.1- Tópicos de avaliação genérica da viabilidade do sistema FV

Tópicos gerais	Verificado
Evitar o sombreamento de árvores, edifícios, etc. (especialmente durante horas de pico de luz solar).	
Determinar o local onde uma futura instalação FV pode ser colocado.	
A orientação dos painéis FV voltada para o sul otimizará o desempenho do sistema.	
Estando a área orientada a sul, verificar existência de obstruções.	
O tipo de telhado existente pode afetar significativamente o custo de instalação do sistema solar.	
A carga máxima admissível no telhado, assim como o impacto do vento, deve ser avaliado para garantir que a estrutura existente é suficiente.	
Assinalar as especificações do telhado em notas, ou desenhos.	
Avaliar existência de equipamentos de segurança para acesso e instalação dos equipamentos FV ou tomar medidas adicionais.	
Decisão sobre o local e a forma de montagem dos painéis FV, de forma a avaliar outras hipóteses de montagens.	
Identificação da infraestrutura elétrica existente, para avaliar pontos de interligação possíveis.	
Definir hipóteses de locais para instalação dos inversores.	
Avaliar se os painéis FV não irão sofrer qualquer sombreamento, ainda que mínimo.	
Identificar possíveis restrições técnicas nos pontos de interligação.	

3.3.2- Painéis/Módulos FV

Não existindo uma metodologia standard para a escolha do tipo de painel, as características térmicas, elétricas e físicas a par do binómio preço/rendimento correspondem aos parâmetros mais importantes a serem tidos em conta. É igualmente importante o rendimento do painel, estando este necessariamente associado ao tipo de tecnologia que o painel é constituído.

Normalmente os painéis FV correspondem a aproximadamente 50% do custo de todo o sistema FV [33], daí que a escolha da solução a adotar tem implicações globais no sistema FV.

No CE, não sendo expectável que o promotor do Sistema FV saiba exatamente que tipo de painéis pretende como solução, daí que não oriente a proposta para uma determinada escolha,

deverá solicitar o cumprimento dos requisitos enumerados abaixo, afim de potenciar uma proposta de solução adequada ao pretendido e facilitar a avaliação equitativa entre todas as propostas a concurso.

- 1) Tipo de tecnologia proposta;
- 2) Eficiência e potência;
- 3) Dimensões;
- 4) Degradação ao longo dos anos;
- 5) Variação da eficiência com a irradiância;
- 6) Variação com a temperatura;
- 7) Característica I-V;
- 8) Certificações;
- 9) Marca/modelo;
- 10) Fiabilidade;
- 11) Tempo de vida;
- 12) Díodos de *bypass*.

Indo de encontro ao ponto 2 e tomando de exemplo o caso de estudo da FEUP, apresenta-se seguidamente a caracterização desse ponto, na figura seguinte.

Ao nível de potência por painel, estipulou-se em **290Wp** o valor de referência base para a concretização das propostas a apresentar. Quanto ao rendimento que cada painel deve providenciar, deve estar de acordo com a performance mínima que atualmente já se consegue obter, daí que se estipule o valor de **16%** como o mínimo de eficiência a que a solução apresentada na proposta deverá respeitar.

Figura 3.4 - Exemplo de requisito de eficiência e potência para os painéis FV

Sendo definido à partida um valor de referência, o concorrente tenderá a orientar a proposta para esta sugestão, no entanto, existem outras formas de orientar a proposta para as melhores soluções sem apresentação de valores técnicos de potência, desempenho ou tecnologia. Uma dessas formas é apresentar uma listagem das marcas e modelos que poderão ser utilizados na UPAC. Devendo esta listagem ser devidamente referenciada e justificada do porquê da sua adoção.

Na Figura 3.5 apresenta-se um exemplo de listagem dos equipamentos que poderão ser utilizados e que está em anexo ao CE do caso de estudo e cuja listagem foi baseada nos indicadores de desempenho mais recentes do relatório "*PV Module Reliability Scorecard*"[40]. Embora a maioria dos painéis FV tenham as certificações IEC 61730 e a IEC 61215, é consensual que estes padrões não são suficientes [40]. Os testes deste relatório vão de encontro aos testes que são realizados pelas normas respetivas, sendo no entanto são mais severos. Este relatório fundamenta os seus critérios de seleção, nos seguintes testes:

- Ciclo térmico - que basicamente é uma extrapolação da norma IEC 61215, mas com mais ciclos, uma vez que na norma indica 200 ciclos e neste teste é feito com 800 ciclos.
- Calor húmido - que também é uma derivação da norma IEC 61215, mas com o tempo de ensaio superior, uma vez que na norma este teste consiste na

sujeição do módulo FV a temperatura de 85° e humidade de 85% por períodos de 1h diários ao longo de aproximadamente 45 dias, e neste teste o período é de 2h e a durações diversas.

- Carga mecânica variável - avalia-se a capacidade do módulo FV suportar uma deflexão mecânica cíclica, começando por estar sujeito a 1000 ciclos de carga alternada a 1000 Pa¹², sendo alterado posteriormente estes dados.
- Potencial degradação - Avalia-se a degradação derivado da corrente de fugas, sendo que no teste uma tensão de 1 kV ou 1,5 kV é aplicado sob condições de 85°C de temperatura e 85% de humidade relativa por 2 sessões de 96 horas.

Listagem da Marca/Modelo de Paineis a Utilizar	
Marca	Modelo
Adani (Mundra Solar)	ASP-7-xxx
Astronergy Solar	CHSM6612M/HV-xxx
	CHSM6612P/HV-xxx
BYD	BYDxxxP6C-36
	BYDxxxP6K-36
First Solar	FS-4115-3
Flex	FXS-xxxBB-SBD1W
	FXS-xxxBC-SBD1W
	FXS-xxxBC-SAD1W
GCL Solar Energy	GCL-P6/72xxx
Hanwha Q CELLS	Q.PLUS BFR-G4.1 xxx
HT-SAAE	HT60-156P-xxx
	HT72-156P-xxx
JA Solar	JAM6(K)(ZEP)-60-xxx/PR
Jinko Solar	JKMSxxxPP-60
	JKMxxxM-60B
	JKMxxxM-72/JKMxxxM-72-V
	JKMxxxPP-60
	JKMxxxPP-72
	JKMxxxPP-72-V
LG Electronics	LGxxxS2W-A5
LONGi Solar Technology	LR6-60PB-xxxM
	LR6-72PH-xxxM
Neo Solar Power (NSP)	D6MxxxE4A
	D6PxxxE3A
Panasonic	VBHNxxxSA16
REC Solar	RECxxxTP2
Solaria	PowerXT-xxxU-WM
SunPower	SPR-P19-xxx-COM
SunSpark Technology	SST-xxxM
Suntech Power	STPxxx-20/Wem
Trina Solar	TSM-xxxDD05A.08(II)
	TSM-xxxDD05A.18(II)
	TSM-xxxPD14
	TSM-xxxPE14A
Yingli Solar	YLxxxD-36b
	YLxxxP-35b

Figura 3.5 - Exemplo de requisito de marca/modelo a ser utilizado

¹² Pa é o símbolo de pascal, é a unidade padrão de pressão e tensão no Sistema Internacional de Unidades (SI). Equivale à força de 1 Newton (N) aplicada uniformemente sobre uma superfície de 1 m².

No caso do ponto 4, tomando novamente de base o mesmo exemplo do caso de estudo, apresenta-se a caracterização da degradação ao longo dos anos.

Dado que estes valores de desempenho se vão deteriorando ao longo do tempo, deverão ser apresentados ainda os valores *standard* de deterioração previsível para um período mínimo de funcionamento de 25 anos. Deverão ainda ser apresentados na proposta demonstrações da garantia de desempenho dos painéis FV, que serão verificados e comparados aquando do arranque da instalação e com os painéis FV ainda novos. Será expectável que o valor de desempenho seja aproximadamente o mesmo inicialmente. Deverá evidenciar-se pelo menos para além da eficiência dos painéis FV na situação de novos, a eficiência na situação em pleno funcionamento, e a eficiência após 25 anos de funcionamento.

Figura 3.6 - Exemplo de requisito de degradação ao longo dos anos

Será importante que o concorrente faculte na proposta esta indicação, pois o cliente muitas das vezes nem sabe de que forma tem conhecimento esta informação no caso de o concorrente não indicar.

Analizando por exemplo as degradações ao longo de 25 anos de dois tipos de painéis, Figura 3.7 e Figura 3.8, constata-se que a existem diferenças significativas a nível de desempenho.

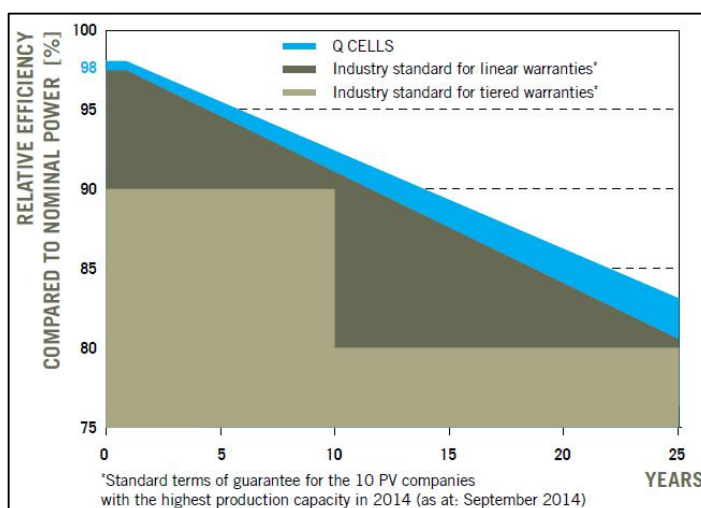


Figura 3.7 - Exemplo 1 da degradação ao longo de 25 anos de um tipo de painel, adaptado de [41]

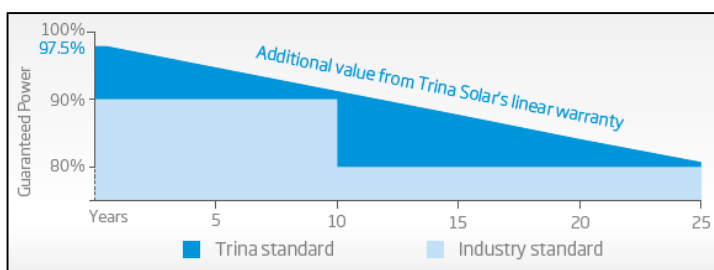


Figura 3.8 - Exemplo 2 da degradação ao longo de 25 anos de um tipo de painel, adaptado de [42]

Na avaliação do painel, tendo em conta a degradação ao longo dos anos, deve ser escolhido o que apresenta a mais baixa taxa de degradação normalmente.

Existem determinadas certificações que atestam a conformidade dos painéis de acordo com os standards internacionais, que podem incidir a determinadas tecnologias especificamente ou então serem de âmbito mais geral e serem aplicados a todos os painéis. Exemplos dessas normas são:

- IEC¹³ 61215 - Ensaio de sistemas solares FV de silício cristalino;
- EN¹⁴/IEC 61730 - Relativa à qualificação do módulo em termos de segurança;
- IEC 60364-4-4 - Proteção contra choques elétricos;
- IEC 61701 - Resistência à corrosão e humidade salgada;
- IEC 61853-1 - Teste de desempenho do módulo fotovoltaico e classificação energética;
- IEC 627166 - Teste de corrosão por amoníaco.

O fato de um painel FV ser certificado segundo as normas existentes para o FV, significa entre outros a realização dos seguintes ensaios [44]:

- Inspeção visual;
- Determinação da potência máxima;
- Isolamento;
- Correntes de fuga do módulo molhado;
- Exposição;
- Medição dos coeficientes de temperatura;
- Determinação da temperatura de operação nominal da célula (NOCT¹⁵);
- Desempenho em STC¹⁶ e NOCT;
- Desempenho a baixa irradiância;
- Resistência à formação de pontos quentes;
- Ciclos térmicos;
- Humidade - congelação;
- Robustez de terminais;
- Calor húmido;
- Carga mecânica;
- Exposição prolongada à radiação;
- Temperatura do diodo de bypass.

Além destas certificações, os painéis FV deverão ter certificado de conformidade atestado pelo símbolo CE¹⁷.

Será essencial que os painéis FV que vão equipar a UPAC estejam em conformidade e devidamente certificados.

¹³ A sigla IEC designa *International Electrotechnical Commission*.

¹⁴ A sigla EN designa *European Standard*.

¹⁵ A designação NOCT significa *Normal Operating Cell Temperature*.

¹⁶ A designação STC significa *Standard Test Conditions*.

¹⁷ A marcação CE significa *Conformité Européene*, é uma marca de certificação que indica a conformidade com os padrões de saúde, segurança e proteção ambiental para produtos vendidos no Espaço Económico Europeu.

Apresentando novamente o exemplo do caso de estudo é apresentado na figura seguinte a forma como é indicado no CE a necessidade de serem indicadas todas as certificações e homologações dos equipamentos.

Na documentação técnica a ser disponibilizada na apresentação de propostas, deverá estar incluída todos os certificados e relatórios técnicos de construção do equipamento, funcionamento e de desempenho disponibilizados pelo fabricante do painel. Realça-se a necessidade de os painéis FV observarem determinadas especificações, nomeadamente a IEC 61730 e outras especificações IEC enquadradas com o tipo de tecnologia proposta.

Figura 3.9 - Exemplo de requisito de certificações para os painéis FV

Os pontos cinco, seis e sete, relativos à variação da eficiência com a irradiância, variação com a temperatura e característica I-V, Figura 3.10, são parâmetros de desempenho do painel FV, que é importante analisar, particularmente em situações em que existem soluções com a mesma potência, mas de fabricantes diferentes.

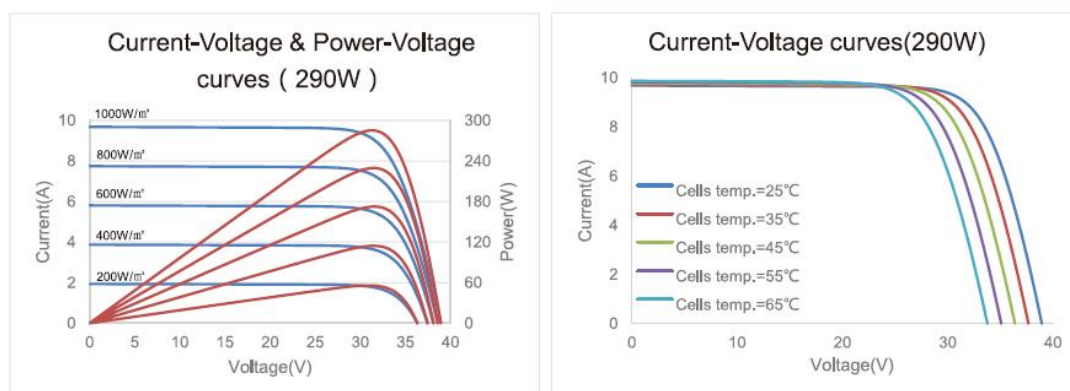


Figura 3.10 - Curvas características de um painel FV, adaptado de [43]

A caracterização física dos painéis, particularmente largura e comprimento máximos, peso, cabos de saída, tipo de conectores e proteções existentes de fábrica, são aspetos que o concorrente também deve referenciar na sua proposta, para por exemplo, se aferir que o espaço onde deve ser instalado, a infraestrutura FV tem capacidade de suportar o peso.

3.3.3- Inversores

No caso dos inversores, os parâmetros que serão importantes solicitar no CE ao concorrente são:

- 1) Tecnologia;
- 2) Eficiência;
- 3) Potência do inversor;

- 4) Gama de tensões ($V_{DC_IN_MÁX}$, intervalo MPPT¹⁸);
- 5) N° MPPT;
- 6) N° de entradas;
- 7) Certificações;
- 8) Monitorização e software;
- 9) Entrada DC;
- 10) Saída AC;
- 11) Proteções;
- 12) Curva de Eficiência;
- 13) Existência de transformador;
- 14) Possível fixação e localização dos equipamentos.

Quando se fala de tecnologia do FV é habitual ser imediatamente feita associação com os painéis FV. No entanto, também os inversores possuem diferentes tecnologias, mediante a finalidade de utilização dos mesmos. Por exemplo, um inversor que tenha ligação à rede elétrica é diferente de um inversor que esteja ligado a um sistema isolado. Além disso, existem também inversores monofásicos e trifásicos cuja forma como convertem DC para AC poderá diferir de caso para caso. A própria tecnologia de eletrónica de potência em que é baseada a conversão difere de sistema para sistema e de fabricante para fabricante [45].

A tecnologia que caracteriza o inversor, depende igualmente da arquitetura da instalação FV conforme indicado anteriormente (seção 2.3.3).

No caso de estudo, a nível de requisito da tecnologia pretendida, é feito o enquadramento do regime em que é para funcionar e como existe uma listagem de equipamentos aprovados pela DGEG, é remetido para esse documento, Figura 3.11 .

- Enquadrado no regime sincronizado de funcionamento relativamente à RESP;
- Constar da listagem publicada na página eletrónica da DGEG, em que são indicados os equipamentos aprovados para o regime regulado pelo DL 153/2014 de 20 de outubro.

Figura 3.11 - Exemplo de requisito de tecnologia para os inversores

A potência do inversor é um fator que limita toda a instalação FV ligada a jusante deste, devendo ser encontrado um equilíbrio entre a potência do inversor e a potência da instalação. Idealmente, por uma questão de economia de investimento, a potência deverá situar-se no limiar da potência máxima, devido ao fato de existirem muitos poucos períodos ao longo do ano em que vá funcionar no máximo.

Abordando o ponto 2, relativo à eficiência, segundo o método de eficiência europeia o valor típico de eficiência situa-se entre os 95% e os 98%. Existem outros métodos como o *Californian Efficiency*, que embora o princípio seja semelhante ao método europeu, está calibrado para outras localizações [33].

A maioria dos inversores inclui algoritmos MPPT para maximizar a potência do painel FV, dado que a eficiência não é linear, dependendo de alguns fatores, externos e internos ao sistema FV. Como fatores externos são entendidos, por exemplo, a irradiância e a temperatura, e como internos as características técnicas do próprio equipamento.

¹⁸ A sigla MPPT designa *Maximum Power Point Tracking*.

Um dos fatores internos cuja importância é essencial é a gama de tensões MPPT, que são os limites em que o inversor deve operar e por consequente todo o dimensionamento da instalação FV. Isto porque acaba por condicionar a quantidade de painéis por string, o número de strings quer por MPP como pelo próprio inversor. Alguns fabricantes de inversores disponibilizam graficamente essa gama de tensões, Figura 3.12.

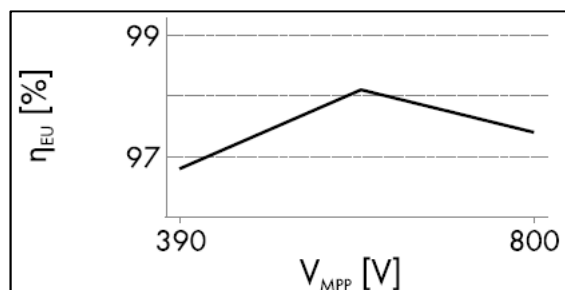


Figura 3.12 - Exemplo da gama de tensões MPPT, adaptado de [46]

Nesta gama de tensões, o ideal será que este intervalo não seja muito largo e que o valor das tensões seja elevado. Nesta gama existe um valor de tensão para o qual o inversor atinge a sua máxima eficiência, sendo este valor um parâmetro importante no dimensionamento do sistema FV. Por exemplo, na Figura 3.12 o valor ótimo de eficiência está sensivelmente a meio da gama de tensões, num valor aproximado de 600 V. É importante que a tensão máxima da string (série de painéis FV) esteja próxima do valor de eficiência máxima do inversor.

No caso de estudo, a indicação no CE que é necessário apresentar é descrito, como observado na Figura 3.13, como sendo também associado a apresentação da curva de eficiência do inversor.

Na escolha do inversor deverá ser salientado o desempenho técnico do mesmo, nomeadamente a curva de eficiência e a gama de tensão MPPT.

Figura 3.13 - Exemplo de requisito de gama de tensões MPPT e curva eficiência

A curva de eficiência do inversor é uma informação técnica relevante, para perceber a relação entre a eficiência do equipamento e a potência de entrada, Figura 3.14 .

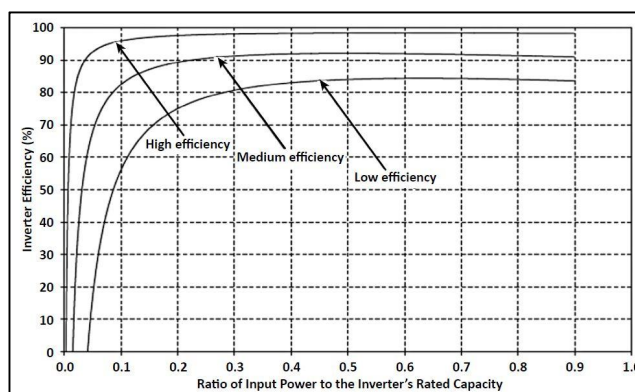


Figura 3.14 - Exemplo de curva de eficiência, adaptado de [33]

Ainda no parâmetro de gama de tensões, o valor de $V_{DC_IN_MÁX}$ é a referência que limita a tensão de entrada do inversor, não devendo ser ultrapassada.

Os inversores podem possuir ou não um transformador que eleva a tensão, daí que seja um dado também importante a ser esclarecido na proposta.

Relativamente às certificações, ponto 7, é essencial que no CE esteja referido este requisito afim de garantir qualidade nos equipamentos e um nível de desempenho de acordo com os padrões internacionais. Existem normas particularmente enquadradas com os inversores, assim como outras normas não tão específicas, mas ainda assim também abrangentes destes equipamentos. Exemplos de normas que devem ser referenciadas são [33] :

- EN 61000-6 - Compatibilidade eletromagnética - Normas genéricas;
- EN 55022 - Equipamento de tecnologias de informação – Características de perturbação radioelétrica – Limites e métodos de medição;
- EN 50438 - Requisitos para ligação de unidades de microgeração em paralelo com a rede elétrica em BT;
- EN 50178 - Equipamento eletrónico para instalações de energia;
- IEC 61683 - Sistemas FV - Condições de potência - Procedimento para medição da eficiência;
- IEC 61721 - Sistemas FV - Teste de resistência ao impacto;
- IEC 62093 - Toda a estrutura do FV - Design;
- IEC 62109 - Segurança dos inversores para utilização em sistema FV;
- IEC 62116 - Procedimento de ensaio de anti isolamento para inversores de sistemas FV ligados à rede;
- IEC 60068 - Sistemas FV - Características de interface.

No caso de estudo, a solicitação do requisito é feita conforme observado na Figura 3.15 .

Ao nível de certificações será espectável, que o inversor esteja certificado no âmbito *International Electrotechnical Comissions (IEC)* nos *standard* aplicados aos sistemas fotovoltaicos.

Figura 3.15 - Exemplo de requisito de certificações

Habitualmente, o inversor já inclui proteções nas suas entradas e saídas. Aquando da proposta o concorrente deve referenciar esse dado assim como complementar com as proteções necessárias na restante instalação FV.

No ponto 8, relativo à monitorização e software, dada a multiplicidade de soluções que existem, o concorrente pode pormenorizar com detalhe as variáveis que sugerem monitorizar, no entanto no CE deve esclarecer as fundamentais.

Ao nível de monitorização e software o inversor deverá ter capacidade de monitorizar as variáveis da UPAC, nomeadamente produções globais do sistema e parciais (por string).

Figura 3.16 - Exemplo de requisito de monitorização e software

Relativamente ao último ponto, no CE poderão ser indicadas obrigatoriamente as localizações possíveis para os inversores, ou deixar disponível para apresentação de soluções.

No caso de estudo indicou-se as localizações possíveis para os mesmos, como se observa na Figura 3.17 .

A localização dos inversores deverá ser na área dos postos de transformação ou dos quadros elétricos existentes nos edifícios. Relativamente à distribuição dos mesmos deverá ser feita de forma a estar o mais próximo das cargas, podendo assim estarem localizados em um ou vários postos de transformação ou nos quadros elétricos do edifício em causa conforme a solução proposta pelo concorrente.

Figura 3.17 - Exemplo de condição de localização

3.3.4- Configurações

No CE esta seção discriminará o esquemático base que orientará a apresentação de propostas para a realização da instalação. Poderá, no entanto, ser incluída numa outra seção, dependente da dimensão estimada da infraestrutura.

No caso de estudo, optou-se pela inclusão do esquemático base numa outra seção. Na Figura 3.18 é exemplificado:

Relativamente ao esquema base da UPAC a instalar, será de acordo com a norma HD-60364-7-712 e cujo enquadramento foi feito no documento da Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica – CTE 64, terá o esquema tipo que é apresentado na figura seguinte. Na proposta a ser apresentada deverá estar contemplado a apresentação esquemática real da UPAC instalada.

Figura 3.18 - Exemplo de requisito de configuração

3.3.5- Cablagem

Ao nível de cablagem, o principal requisito que deve ser descrito no CE é a separação da componente DC da componente AC, com as implicações daí decorrentes particularmente ao nível de dimensionamento.

O dimensionamento das cablagens (tipo/número de condutores/seção) que serão utilizadas terá de ser justificada, distinguindo as partes AC e DC, identificando as quedas de tensão previstas e correntes máximas. Relativamente às quedas de tensão reitera-se que estas deverão estar dentro dos limites máximos regulamentados.

Figura 3.19 - Exemplo de exigência ao nível de cablagem

Poderão ser assinalados outras informações, mas cuja obrigatoriedade é facultativa ou já está salvaguardada em pontos antecedentes.

3.3.6- Quadros Elétricos

O CE deve especificar os QE existentes, sendo que ao concorrente deverão ser apresentados algumas sugestões de localização para os QE, podendo ser complementado com soluções do concorrente. O concorrente deverá apresentar na sua proposta todos esquemas respetivos da infraestrutura antes e após a intervenção, de forma a verificar as implicações daí decorrentes.

3.3.7- Estruturas de Apoio e Suporte

As principais indicações a serem fornecidas no CE sobre este parâmetro ao concorrente é a apresentação direta do tipo de montagem que serão admitidas, deixando ao concorrente as definições do mesmo (quantidade, inclinação, orientação, pormenores de instalação) ou então dar liberdade ao concorrente para apresentação de diferentes soluções.

No caso de estudo, devido a não ser pretendido que as estruturas fossem visíveis acima da quota máxima do edifício, optou-se por limitar a um único tipo de montagem, conforme se constata na Figura 3.20, impondo a apresentação das restantes definições, Figura 3.21 .

O tipo de montagem do sistema FV será integrado nas coberturas planas dos vários edifícios já referenciados anteriormente neste CE.

Figura 3.20 - Exemplo do tipo de montagem a seguir

Relativamente a parâmetros de instalação, deverá ser indicado a inclinação (que deverá ser denominado de parâmetro α) que o mesmo deverá observar entre o plano da cobertura e o plano dos painéis FV.

Figura 3.21 - Exemplo do requisito de definições de montagem

3.3.8- Caminhos de Cabos

Relativamente aos caminhos de cabos o CE deverá disponibilizar os dados necessários de forma a que o concorrente tenha conhecimento dos tipos de caminhos de cabos existentes, e onde os mesmos estão localizados, por forma a apresentar na proposta uma solução tecnicamente viável. Estes dados poderão ser suportados por desenhos, imagens, e outro tipo de suporte.

3.3.9- Sistemas de monitorização e contagem

No CE esta seção poderá ser ou não separada em sistemas de monitorização e sistemas de contagem. Deverá solicitar a apresentação de um sistema que monitorize dados que considere importantes ter conhecimento (tensões, correntes, produções, perdas) assim como um tipo de sistema de contagem de energia elétrica. No caso de se pretender particularidades na instalação, a mesma deverá ser exposta, conforme se observa no exemplo do caso de estudo, Figura 3.22 .

Salienta-se, no entanto, que dado a configuração distribuída que se pretende com a UPAC, e querendo-se enquadrar na rede interna em BT da infraestrutura elétrica da FEUP, o conceito de um único ponto de contagem é a perspetiva habitualmente utilizada e que poderá obrigar a reorganizar a rede de instalações elétricas interna. Não se pretendendo com a intervenção em causa, provocar alterações significativas na infraestrutura existente, e considerando que a UPAC deverá estar ligada aos diversos Quadros Elétricos deverá ser criada uma rede de contadores de energia que interligam com o contador de energia principal da UPAC que deverá ser único.

Figura 3.22 - Exemplo da exposição de particularidade

3.3.10- Ligação às infraestruturas elétricas

Os requisitos que devem ser apresentados no CE, sobre este campo, podem abranger para além da descrição detalhada da solução que se sugerem na proposta, a inclusão de boas práticas a serem seguidas, Figura 3.23 .

No âmbito da proteção contra descargas atmosféricas deverá ser minimizado as distâncias entre os cabos de polaridade positiva e de polaridade negativa, para evitar tensões de passo. A exposição dos cabos deverá minimizada o mais possível, e a seção mínima do cabo a ser observada na ligação equipotencial de todas as massas é de 4mm².

Figura 3.23 - Exemplo de detalhe a seguir na ligação às infraestruturas

3.4- Avaliação

Detalhando os critérios indicadas na seção 3.2.3, a especificação da avaliação é realizada de acordo com a Tabela 3.2 .

Tabela 3.2 - Especificação global da avaliação da UPAC

Tipo	CrITÉRIOS	Coeficiente de ponderação (%)	Fatores	Ponderação (%)
Quantitativos	1. Custo	25	Preço por potência painel FV instalada	15
			Preço por produção anual estimada	10
	2. Produção	20	Produção anual	5
			Garantia mínima de Performance Ratio (PR) ¹⁹	7,5
			Razão da potência instalada FV e a área total da instalação FV	7,5
Qualitativos	3. Configuração do sistema	5		
	4. Qualidade dos equipamentos	20		
	5. Serviços de manutenção	5		
	6. Sistemas de monitorização	5		
	7. Prazos e execuções	10		
	8. Condições de pagamento	10		
Σ		100 %		

Os critérios quantitativos, custo e produção, e as grandezas (fatores) a medir, estão discriminados na Tabela 3.3 .

¹⁹ PR é definida como uma medida para a qualidade de um sistema FV, daí seja normalmente designado de fator de qualidade. Designa a relação entre a possível produção de energia real e teórica [47].

Tabela 3.3 - Descrição dos critérios do custo e da produção e unidades

Critérios	Grandezas (ou fatores)	Unidades
1. Custo	1.1 Preço por potência painel FV instalada	€/kWp
	1.2 Preço por produção anual estimada	€/kWh
2. Produção	2.1 Produção anual	kWh
	2.2 <i>Garantia mínima de Performance Ratio (PR)</i>	%
	2.3 Razão da potência instalada FV e a área total da instalação FV	kW/m ²

Relativamente às medições ou simulação das grandezas da Tabela 3.3:

- No caso de valores teóricos de produção, deverão ser facultados todos os dados técnicos introduzidos no *software* de simulação. Deverão ser também facultados os ficheiros de simulação.
- A produção real, será monitorizada por equipamentos de medição a instalar no local. O PR será determinado posteriormente ao final de períodos pré-estabelecidos em contrato.

O processo analítico de cálculo será baseado na seguinte tabela.

Tabela 3.4 - Critérios de análise dos subfactores dos critérios do custo e da produção

Grandeza		pontuação	Ponderação
1.1	Superior a 1,5€/W	0	15
	Entre 0,75€/W e 1,50€/W	2,5	
	Inferior a 0,75€/W	5	
1.2	Superior a 0,030€/kWh	0	10
	Entre 0,015 €/kWh e 0,030 €/kWh	2,5	
	Inferior a 0,015€/kWh	5	
2.1	Valor mais baixo de produção	0	5
	Valor intermédio entre produção	2,5	
	Valor de produção mais elevado	5	
2.2	% do PR abaixo dos 75%	0	7,5
	% do PR entre 75 e 80%	2,5	
	% do PR acima dos 80%	5	
2.3	Inferior a 0,125 kW/m ²	0	7,5
	Entre 0,125 kW/m ² e 1,155kW/m ²	2,5	
	Superior a 0,155kW/m ²	5	

Quanto aos critérios qualitativos são de análise mais pormenorizada tecnicamente, conforme se visualiza pela Tabela 3.5 . Nesta tabela, cada fator será analisado a nível da sua especificidade.

Tabela 3.5- Critérios de análise dos subfactores dos critérios do custo e da produção

Critérios	Ponderação	Fatores	Ponderação
3.Configuração do sistema	5	a) Aproveitamento solar	1
		b) Disposição física	1
		c) Sombreamentos	1
		d) Localização	1
		e) Áreas	1
4.Qualidade dos equipamentos	20	a) Painéis FV	10
		b) Inversor	5
		c) Cablagem e proteções	2,5
		d) Estruturas de apoio e contagem	2,5
5.Serviços de manutenção	5		
6.Sistemas de monitorização	5		
7.Prazos e execuções	10		
8.Condições de pagamento	10		

Cada fator do critério “Configuração do sistema” , deve ser analisado ao nível de qualidade da sua especificidade. O número máximo de pontos, para cada fator, será atribuído à proposta que apresentar as melhores características. Os restantes concorrentes deverão ter pontuações proporcionais.

Tabela 3.6 Critérios de configuração de sistema

a)Aproveitamento solar	1	i. A instalação está orientada a sul (0,5) ii. Inclinação otimizada (0,5)
b)Disposição física	1	i. Distanciamento mínimo entre fileiras (0,5) ii. Otimizado a melhor disposição - horizontal ou vertical (0,5)
c)Sombreamentos	1	i. Evita sombreamentos (0,5) ii. Altura mínima do sol verifica (0,5)
d)Localização	1	i. Nível de irradiação média mensal do local (0,5) ii. Temperatura (0,5)
e)Áreas	1	i. Área total disponível (0,5) ii. Obstruções existentes (0,5)

O fator do critério “Qualidade dos equipamentos” , é analisado de forma semelhante ao fator “Configuração de sistemas” , adequado naturalmente aos fatores próprios. O número máximo de pontos é atribuído à proposta com melhores características, enquanto que os restantes concorrentes devem ter pontuações proporcionais.

Tabela 3.7 Critério de qualidade dos equipamentos

a) Painéis FV	10	i. Tipo de tecnologia (1) ii. Potência (1,5) iii. Período de degradação (0,5) iv. Eficiência do painel (1) v. Coeficiente de temperatura (0,5) vi. Dimensões (0,5) vii. Fator de forma (0,5) viii. Certificações (IEC 61215 / IEC 61730 / IEC 61364 / IEC 61701 / IEC 61853 / IEC 62166) (0,25 por cada certificação) ix. Produção com a irradiância (1) x. Variação com temperatura (1) xi. Característica I-V (1)
b) Inversores	5	i. Potência do inversor (1) ii. Eficiência (1,5) iii. Gama de tensões MPPT (1) iv. N° de MPPT e n° entradas (0,5) v. Certificações (1)
c) Cablagem e proteções	2,5	i. Condições térmica (0,5) ii. Proteções contra sobretensões (0,5) iii. Minimizar distâncias (0,5) iv. Quedas de tensão admissíveis (0,5) v. Proteção e corte lado DC (0,5) vi. Cablagem e proteções lado AC (0,5)
d) Estruturas de apoio e contagem	2,5	i. Tipo de material (0,5) ii. Certificações e homologações (0,5) iii. Planos inclinados ou horizontais (0,5) iv. Resistência química, elétrica e mecânica (0,5) v. Garantias e homologações (0,5)

A normalização é aplicada a todos os critérios qualitativos, e é feita da seguinte forma:

3. Configuração do sistema (5%)

A classificação a ser atribuída será de acordo com os seguintes critérios:

- 0 pontos - Qualidade geral diminuta, não atendo todas as especificações;
- 1 pontos - Qualidade geral elevada, atendendo todas as especificações.

4. Qualidade dos equipamentos (20%)

A classificação a ser atribuída na qualidade será de acordo com os seguintes critérios:

- 0 pontos - Qualidade geral diminuta, não atendo todas as especificações;
- 1 ponto - Qualidade geral elevada, atendendo todas as especificações.

5.Serviços de manutenção (5%)

A classificação a ser atribuída poderá ser de acordo com os seguintes critérios:

- 1 Ponto - Resposta à distância no prazo de 24 horas;
- 3 Pontos - Resposta à distância no prazo de 24 horas e inclusão de 1 deslocação por ano de um técnico durante o prazo de garantia;
- 5 Pontos - Resposta à distância no prazo de 24 horas e a inclusão de 2 deslocações por ano de um técnico durante o prazo de garantia.

6.Sistemas de monitorização (5%)

A classificação a ser atribuída será de acordo com os seguintes critérios:

- 0 pontos - Qualidade geral diminuta, não atendo todas as especificações;
- 1 pontos - Qualidade geral elevada, atendendo todas as especificações.

7.Prazos e execuções (10%)

As classificações referentes às condições de prazos e execuções, poderão do tipo:

- 1 Ponto - Um ano garantia e inclusão de peças de substituição;
- 5 Pontos - Dois anos garantia e inclusão de peças de substituição;
- 10 Pontos - Três anos garantia e inclusão de peças de substituição.

8.Condições de pagamento (10%)

As classificações referentes às condições de pagamentos, deverão contemplar a assinatura do contrato, a data de início dos trabalhos, a data de finalização da obra e a inspeção, assim como o período mínimo para efetuar o pagamento. As classificações devem ser atribuídas por este tipo:

- 1 Ponto - A quem apresenta a pior solução e a menos flexível;
- 5 Pontos - A quem apresentar a solução mais intermédia;
- 10 Pontos - A quem apresente a melhor proposta e mais flexível.

Capítulo 4

Caso de Estudo

Neste capítulo são apresentados os resultados do estudo de viabilidade técnica e económica do sistema de autoconsumo FV a instalar na FEUP.

4.1- Caracterização do consumo

Foram facultados os dados mensais de consumo ao longo de um ano, de maio de 2017 a abril de 2018. Estes dados mensais estavam organizados segundo a infraestrutura elétrica da FEUP, ou seja, dispostos todos os consumos pelo PT associado. A informação de consumo estava ordenada em períodos de uma hora. Na Figura 4.1 apresenta-se a representação dos consumos mensais ao longo de um ano.

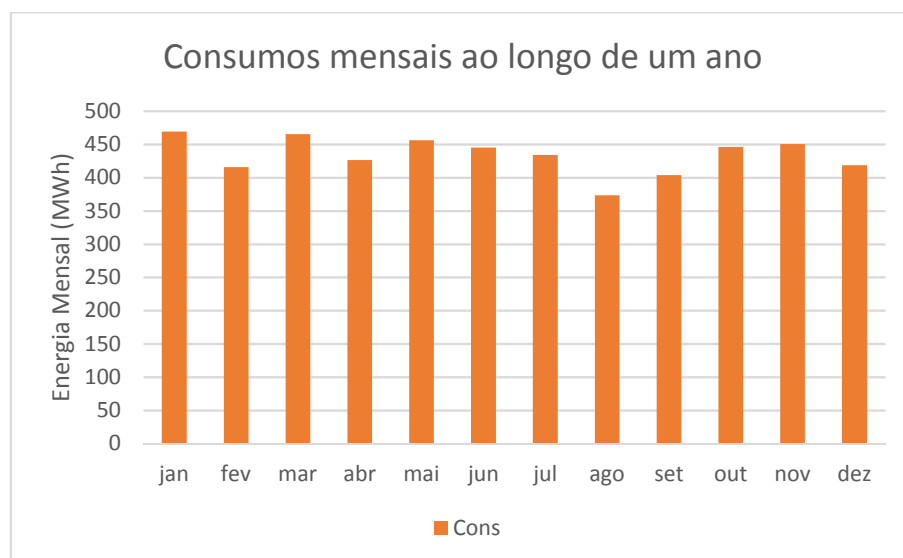


Figura 4.1 - Consumo mensal da FEUP ao longo de um ano

Será importante verificar particularmente as situações limite de consumo, que tendo em conta o observado na Figura 4.1, para o cenário de maior consumo será o mês de janeiro e para a situação de menor consumo será o mês de agosto.

Na Figura 4.2 está representado o consumo da FEUP durante o mês de janeiro 2018.

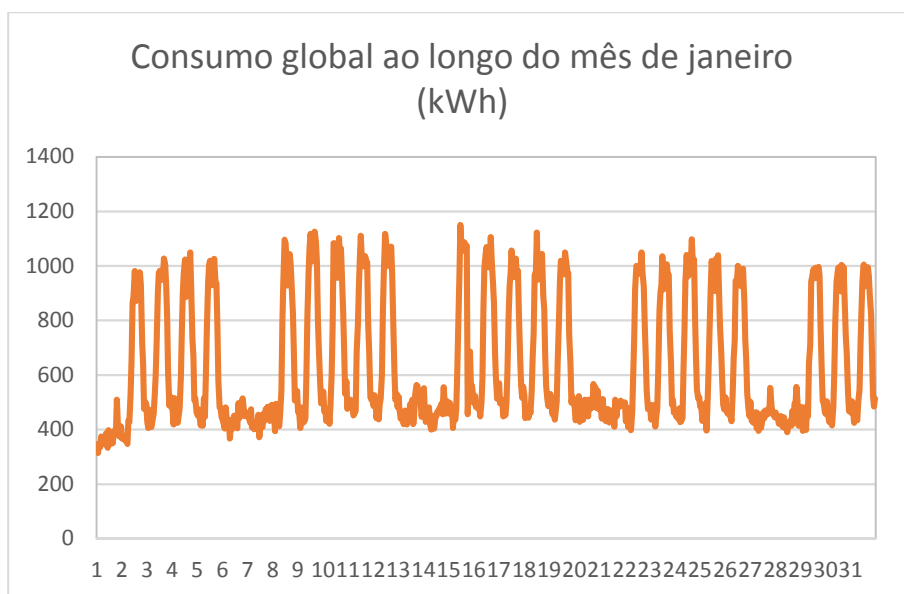


Figura 4.2 - Consumo da FEUP no mês de janeiro 2018

Verifica-se naturalmente uma diferenciação de consumo entre os dias da semana e o fim de semana, com os consumos a ser superiores aos dias de semana.

Na Figura 4.3 está representado o consumo da FEUP durante o mês de agosto de 2017.

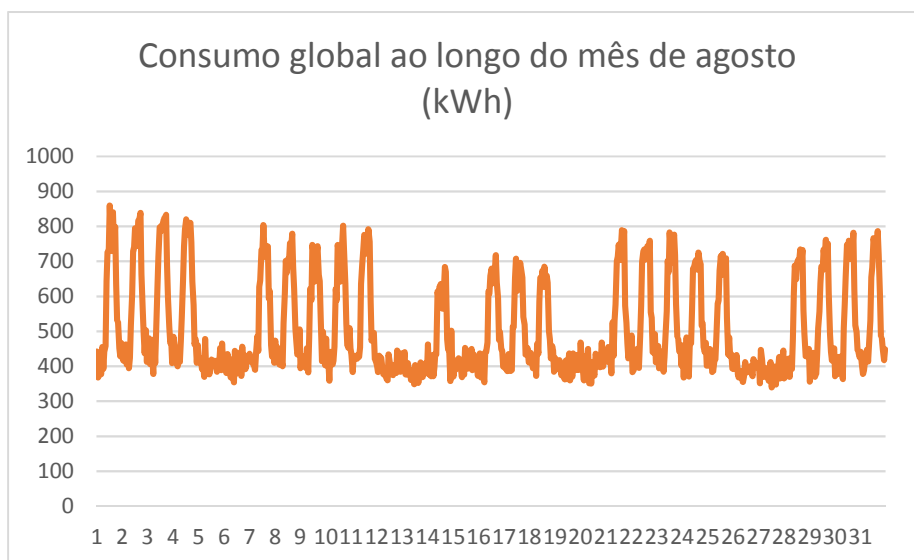


Figura 4.3 - Consumo da FEUP no mês de agosto 2017

Para além da diferenciação dos consumos entre semana e fim de semana, constata-se que o consumo em dia feriado é semelhante ao consumo de fim de semana. Ao nível de ponta de consumo nota-se que a mesma diminui significativamente quando comparada com as pontas do mês de janeiro.

Os dados de consumo dos cenários limite são importantes para fazer posteriormente a análise com os dados de produção da UPAC.

Igualmente essencial é analisar a forma de distribuição do consumo. Saber qual o PT em que existe menor consumo, assim como o PT em que existe mais consumo, são informações essenciais, pois só assim se poderá fazer uma configuração adequada do sistema. Na Figura 4.4 é possível verificar que o PT3 é o que tem menos consumo, e que o PT2 é o que apresenta mais consumo ao longo do ano.

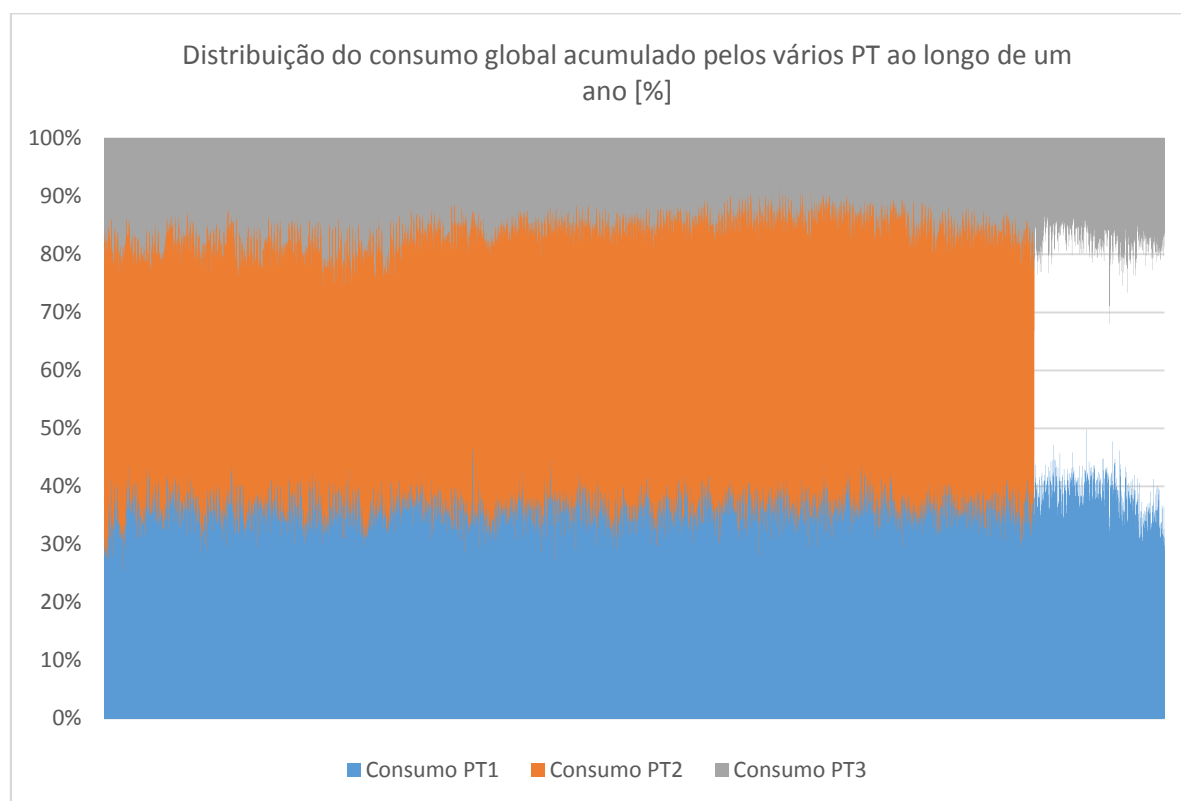


Figura 4.4 - Distribuição global do consumo acumulado ao longo do ano pelos vários PTs da FEUP

Sendo o PT3 o que menor consumo apresenta ao longo do ano, constituirá este o pior cenário para a UPAC a instalar, e nessa medida deve ser avaliado de que forma a energia produzida pela UPAC irá ser absorvida totalmente ou parcialmente no PT3.

A fatura elétrica mensal ao longo do ano é caracterizada segundo a informação disponibilizada na Figura 4.5, podendo se confirmar que conforme os consumos apresentados na Figura 4.1 o mês de janeiro e o mês agosto são respetivamente o maior e o menor custo para a instituição.

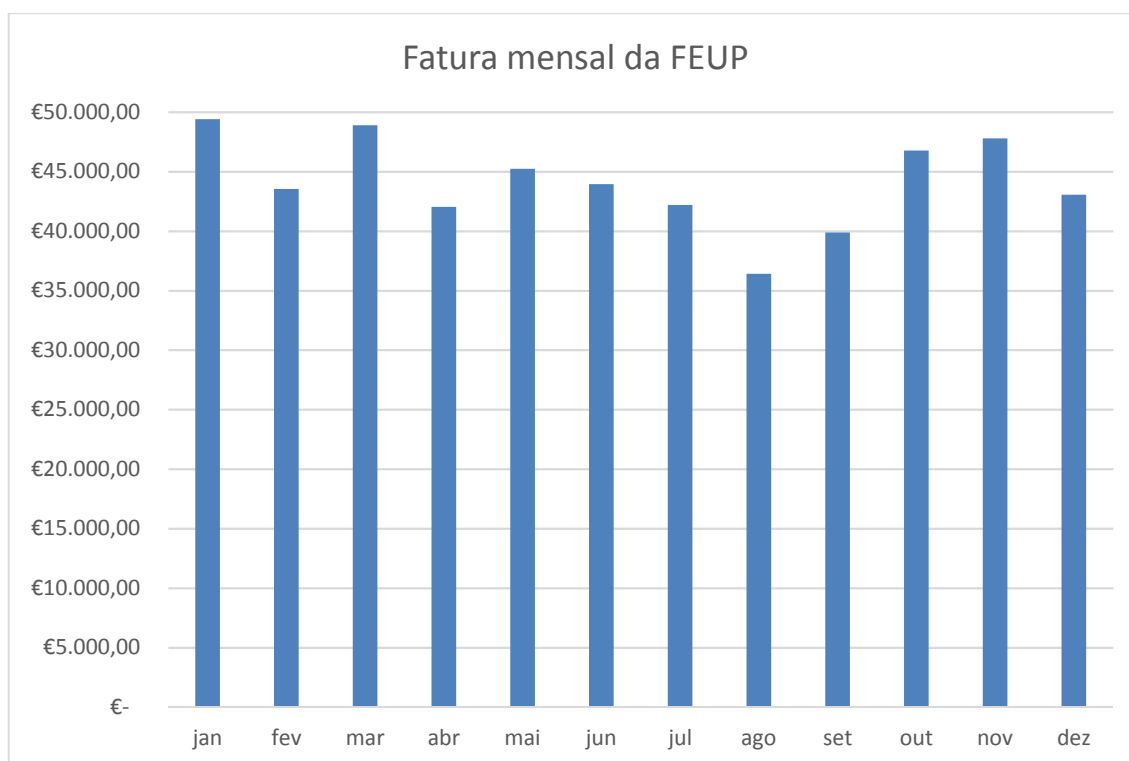


Figura 4.5 - Fatura mensal da FEUP ao longo de um ano

4.2- Caracterização do espaço

O sistema de autoconsumo FV a instalar na FEUP, vai ser instalado na cobertura de vários edifícios (Civil, Mecânica, Eletrotecnia e edifício B).

Estará localizado nas coordenadas $-41,1789^{\circ}$; $-8,5980^{\circ}$, e englobará 9 subsistemas (numerados de P1 a P9), cuja identificação é possível verificar na Figura 4.6 .



Figura 4.6 - Áreas identificadas para a instalação da UPAC

A área total da UPAC irá ser a soma das áreas destes 9 subsistemas. Foi realizado o levantamento das áreas específicas de cada um dos subsistemas através do *Google Earth* na maior parte dos subsistemas e presencialmente no P2, tendo-se obtido as seguintes áreas:

- P1: 321 m²;
- P2: 363 m² ;
- P3: 228 m² ;
- P4, P5, P6, P7, P8 e P9: 430 m² sensivelmente para cada um dos subsistemas;

A área total é de 3492 m². Ao nível de condicionantes técnicas foi identificado a altura do muro limitador das coberturas, cuja altura é de 0,70 m aproximadamente. A ideia base de instalação do sistema FV é que o mesmo não sobressaia nas coberturas.

Relativamente ao local, recorrendo ao software PVGIS²⁰ foi possível obter o ângulo ótimo de inclinação para os painéis FV de 35°.

Quanto à orientação do sistema FV, de uma forma geral os espaços previstos para a instalação estão orientados a sul.

4.3- Configuração do Sistema

Foram realizadas mais do que uma configuração do sistema, no entanto a configuração que melhor se enquadrava no pretendido é baseada numa tecnologia policristalina, cuja potência de painel FV é de 310 W, e as dimensões são de 1,96 m x 1 m. Nas seções seguintes é descrito a forma como foi configurado este sistema.

Os painéis FV foram considerados na posição horizontal, de forma a minimizar o efeito de sombreamento, e a poder colocar o maior número de fileiras.

Para a configuração do número total de painéis foi necessário determinar a distância mínima entre as fileiras de painéis, de forma a evitar o sombreamento entre painéis FV.

Considerando:

- Ângulo de inclinação dos painéis: 35° (α)
- Altura mínima do sol a considerar: 20° (β)

E aplicando a equação da seção 2.4.5, tem-se que:

$$d = 1,96 \cdot \cos(20) + 1,96 \cdot \sin(20) \cdot \frac{\cos(35)}{\sin(35)} = 2,799 \text{ m} \approx 2,8 \text{ m}$$

A partir desta distância efetuou-se a disposição de painéis pelas diferentes áreas de P1 a P9, tendo-se chegado aos resultados descritos na Tabela 4.1 .

²⁰ Photovoltaic Geographical Information System

Tabela 4.1 - Resultados da distribuição de painéis FV por fileira

Área	Nº fileiras	Nº painéis FV por fileira
P1	3	24
P2	3	18
	2	7
	1	8
P3	3	17
P4	10	7
	1	6
P5	10	7
	1	6
P6	10	7
	1	6
P7	10	7
	1	6
P8	10	7
	1	6
P9	10	7
	1	6

A área P2 (cobertura do edifício de eletrotecnia) tem menor comprimento que a área P1, no entanto é compensada em largura, podendo aí ser instalado um total de 6 fileiras de painéis FV.

O número de painéis no subsistema P3 é menor comparando com as maiores fileiras das áreas P1 e P2, mas tal deve-se apenas às menores dimensões da área em causa, não sendo possível garantir a instalação de 3 fileiras iguais.

Cada área, de P1 a P9 será constituído por um inversor, com 2 MPP em cada um deles, na maioria dos casos, excetuando a área P3. Na figura seguinte encontra-se representado o esquema base do

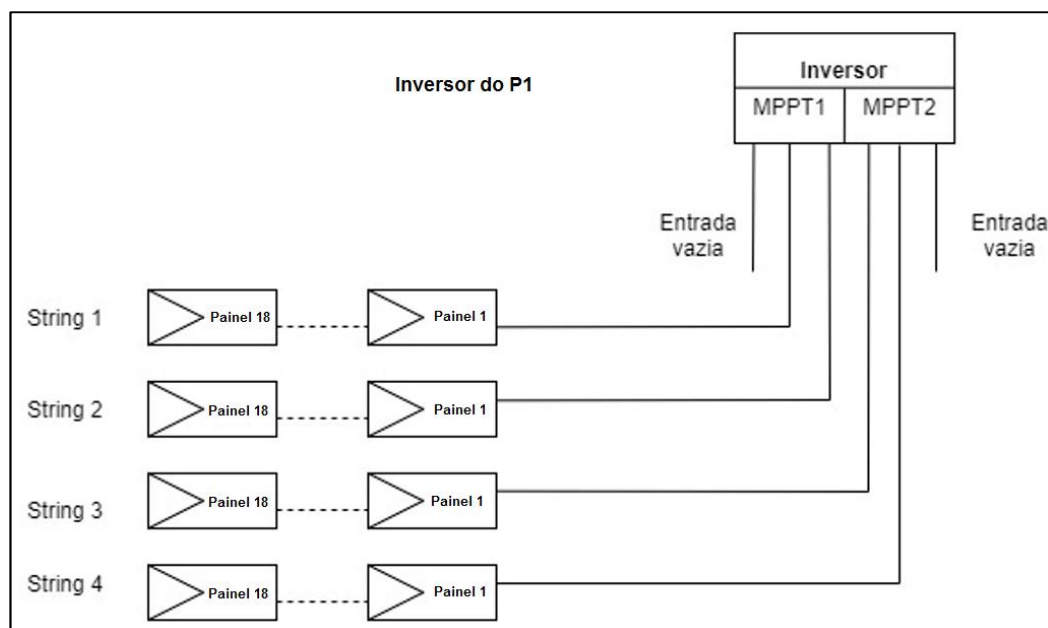


Figura 4.7 - Esquema de ligação das strings ao inversor da área P1

A nível de dimensionamento do nº de painéis FV por string, para cada um subsistemas foram obtidos os seguintes resultados, Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Resultados do dimensionamento do nº painéis FV e nº de *strings*

Área	Strings	Nº painéis cada String	Nº painéis total por área
P1	4	18	72
P2	4	19	76
P3	3	17	51
P4	4	19	76
P5	4	19	76
P6	4	19	76
P7	4	19	76
P8	4	19	76
P9	4	19	76

O nº total de painéis da UPAC é de 655 painéis FV, distribuídas por 35 strings.

Analisando os dados de consumo já tratados, que se encontram no anexo D, foi possível aferir que existem determinadas zonas de consumo do campus, que se a produção FV fosse aí ligada assegurava a energia suficiente para essa zona, no entanto o excesso teria que ser absorvida por outras zonas, o que implica ir avaliar a condição de carga dos cabos. Foi feito uma análise entre os consumos e as produções previstas, tendo-se chegado à solução de 3 agrupamentos. Na Figura 4.8 estão esquematizados os caminhos de cabos e os Q.E. da FEUP que foi necessário avaliar aquando da definição dos agrupamentos.

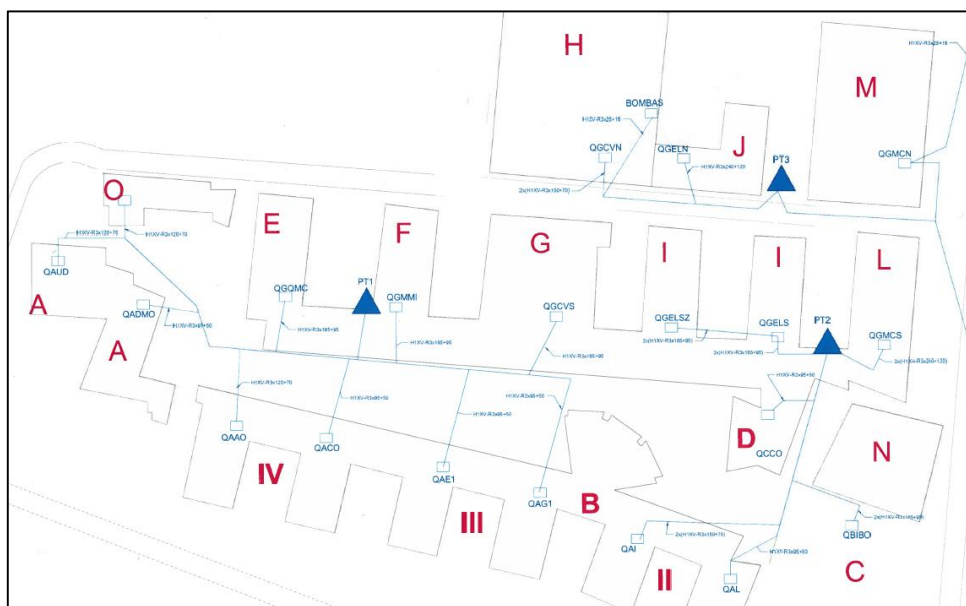


Figura 4.8 - Mapa da infraestrutura elétrica da FEUP

A potência total por subsistema e a potência do inversor que deverá ser instalado em cada subsistema está descrito na Tabela 4.3 . Apresenta-se igualmente a potência por agrupamento, cujos subsistemas a englobar foram definidos de acordo com os consumos verificados.

Tabela 4.3 - Potência instalada por subsistema e por agrupamento

Área	Potência painel (Wp)	Nº painéis Total	Potência cada String (kWp)	Potência Inversor (kW)	Potência DC (kW)
P1	310	72	22,32	25	61,69
P2	310	76	23,56	25	
P3	310	51	15,81	20	
P4	310	76	23,56	25	94,24
P5	310	76	23,56	25	
P6	310	76	23,56	25	
P7	310	76	23,56	25	
P8	310	76	23,56	25	47,12
P9	310	76	23,56	25	
Total			203,05	220	

A potência total da UPAC é de 203,05 kW instalados em painéis FV.

4.4- Estimativa de produção

A estimativa de produção foi elaborada recorrendo ao *software PVsyst*, tendo sido introduzidos os dados referentes ao dimensionamento elaborado.

Na Figura 4.9 está representado a produção da UPAC ao longo do ano. O valor máximo que foi encontrado na simulação foi de 186,96 kWh.

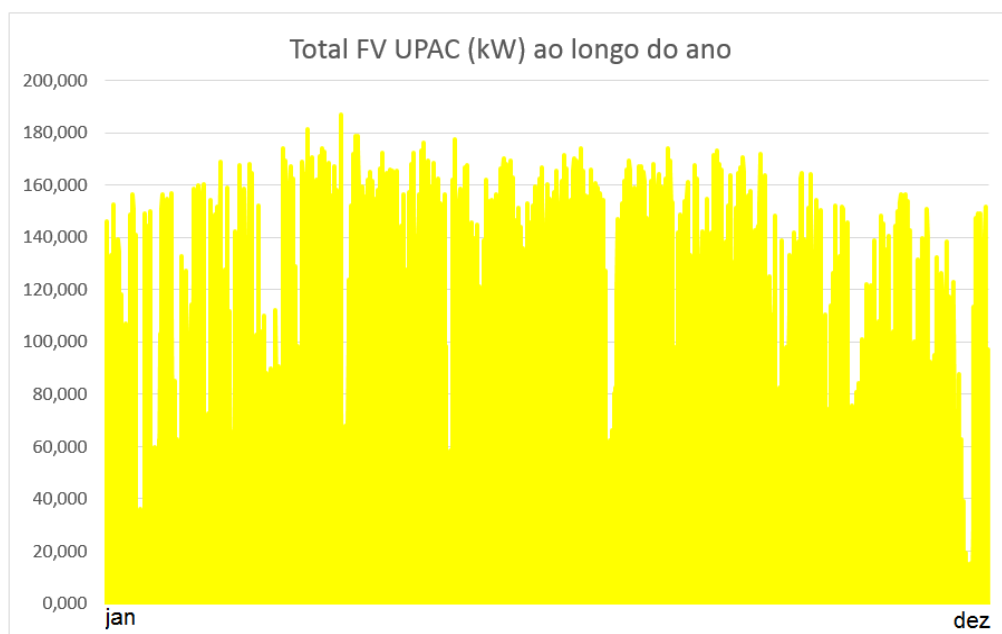


Figura 4.9 - Produção estimada para a UPAC num ano

O sistema de autoconsumo FV apresenta uma produção total anual de energia de 318,757 MWh. Praticamente toda a produção FV é absorvida pela instalação de consumo associada. Só um valor residual da produção do agrupamento P8/P9 não é absorvida pelo PT3 que lhe está associado como instalação de consumo, sendo no entanto absorvida por outros consumos dos outros PTs.

A Figura 4.10 é representativa do impacto mensal que a UPAC terá no consumo geral da FEUP, com consumo a diminuir em todos os meses. Nos meses de verão é mais significativo o impacto da UPAC, não só porque produz mais energia, mas também porque o consumo diminui.

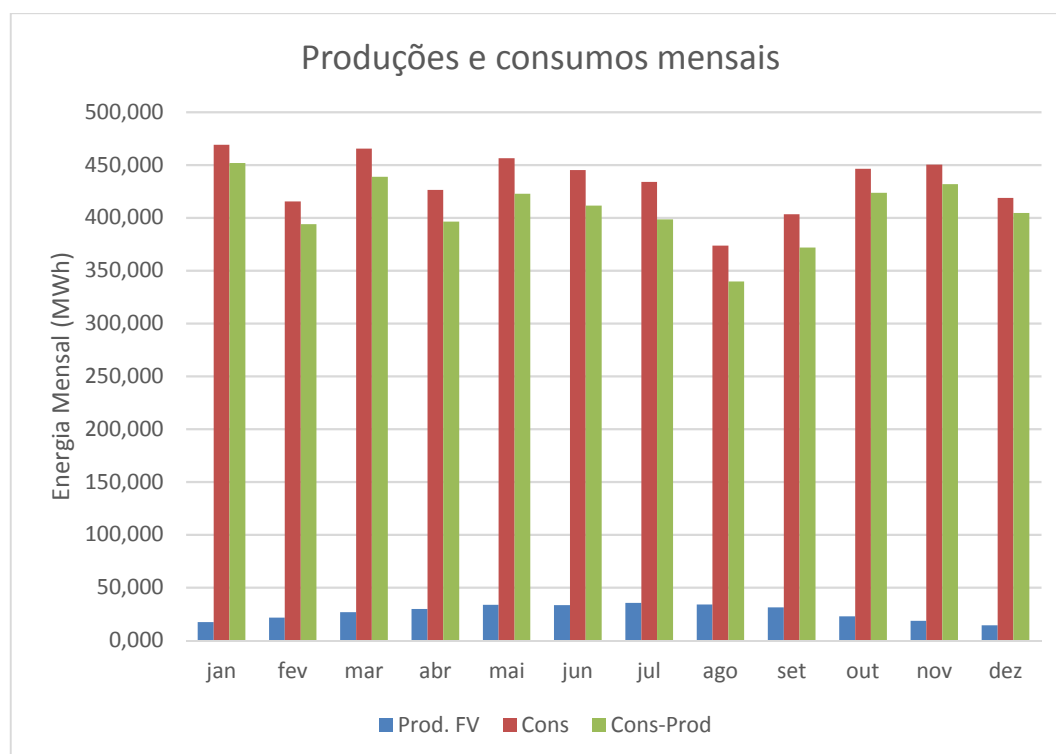


Figura 4.10 - Valores mensais de produção, consumo e diferença entre consumo e produção

Na Tabela 4.4 são apresentados os valores anuais de consumo da FEUP, distribuídos pelos 3 PTs, devendo ser registado que o PT3 é o que apresenta menor consumo, tal como já se tinha visualizado na Figura 4.4, daí que se deva analisar particularmente este PT3 pois constitui um pior cenário. Ao nível de produção tal como seria de esperar o agrupamento dos subsistemas P4...P7, que está associado ao PT2 é o que produz mais energia, porque é o que tem mais potência instalada.

Tabela 4.4 - Números totais da produção e consumo ao longo de um ano

Consumo anual (MWh)				Produção FV (MW)			
PT1	PT2	PT3	TOTAL	P1...P3	P4...P7	P8...P9	TOTAL
2036,338	2439,826	728,733	5204,138	96,997	147,840	73,920	318,757

Efetuada uma análise horária ao longo do dia, Figura 4.11, em que se pode verificar a cor azul, a produção FV gradualmente a subir à medida que as horas do dia vão passando, e a afetar o consumo através da diminuição deste. A cor verde representa a nova curva de consumo considerando a produção FV, e constata-se que comparativamente à anterior curva as maiores descidas são registadas no período entre 11h e as 16h, como seria espectável.

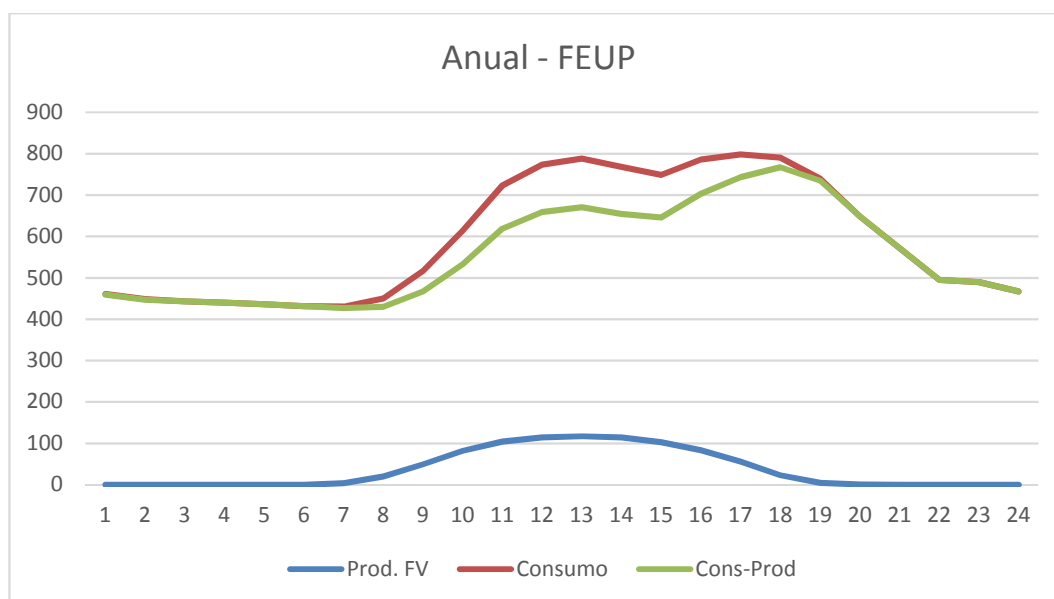


Figura 4.11 - Análise horária anual da produção, consumo e a diferença entre consumo produção

Pormenorizando os consumos horários do PT3 ao longo do ano, Figura 4.12, sendo este o PT com os menores consumos, e dessa forma o que estará mais perto de uma situação de excesso de produção, o que se verifica é que a produção FV está muito longe de assegurar o consumo do PT3, não chegando sequer a atingir 30% do consumo ao longo do dia.

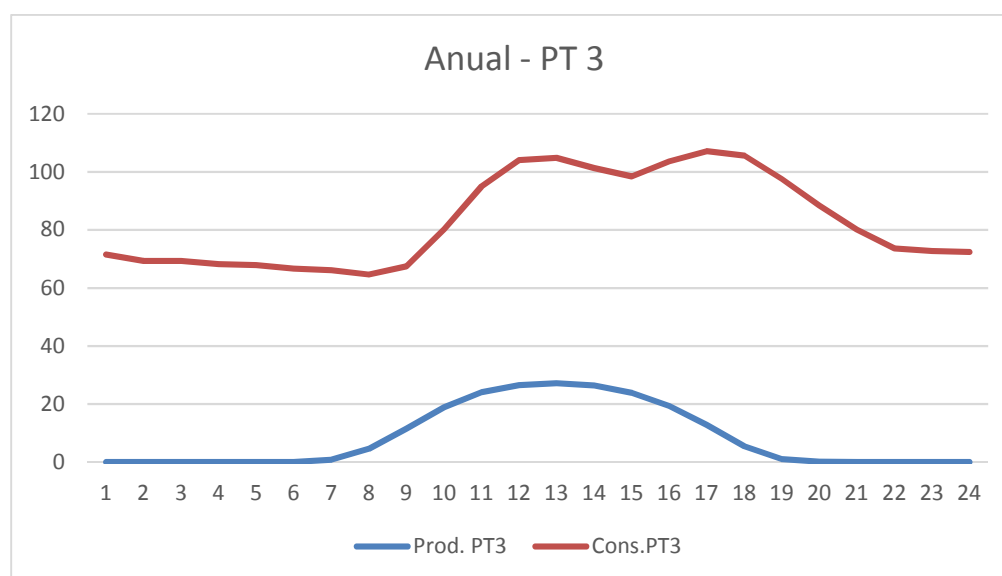


Figura 4.12 - Análise horária anual do consumo do PT3 e da instalação FV que lhe está associada

Outro cenário que é importante analisar é o mês de agosto, sendo este o mês de férias escolares, mas também de férias para funcionários e docentes, constituindo este um mês de consumos baixos quando comparado com a restante maioria dos meses. Na Figura 4.13 é possível visualizar representado a cor azul a produção da UPAC, e as curvas de consumo sem contabilização da produção FV e com contabilização da produção FV (representado a cor verde).

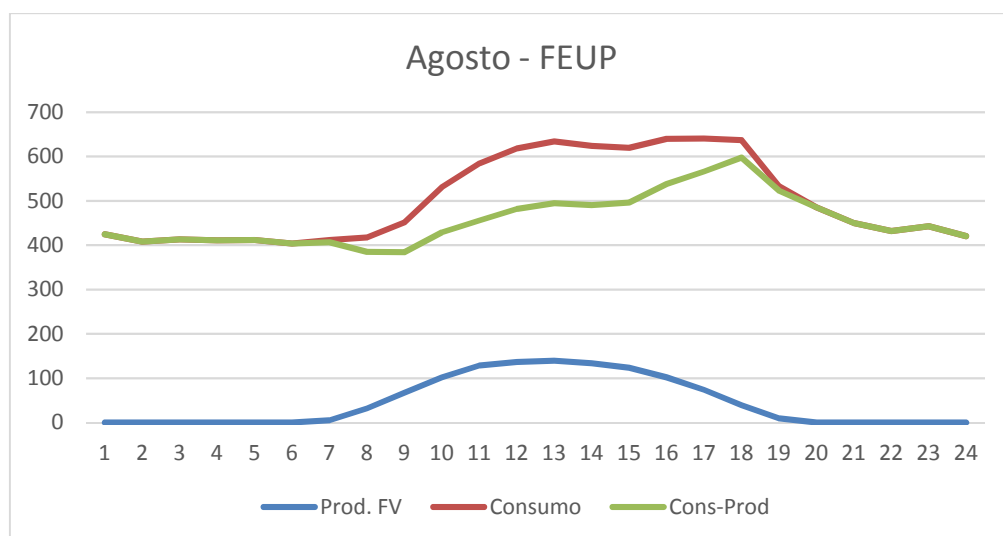


Figura 4.13 - Análise horária em agosto do consumo, produção e a diferença entre consumo e produção

Ainda no mês de agosto, o cenário mais pessimista a nível de consumos serão os dias de fim de semana, daí ser importante este cenário limite para a instituição. Na Figura 4.14 está representado esta situação, e mais uma vez se afere que a produção FV é toda ela absorvida, no entanto registe-se a acentuada diminuição do consumo à medida que a produção FV vai aumentando a sua participação. O consumo passa nesta situação de um valor aproximado de 400 kWh para sensivelmente 250 kWh, o que é bastante significativo.

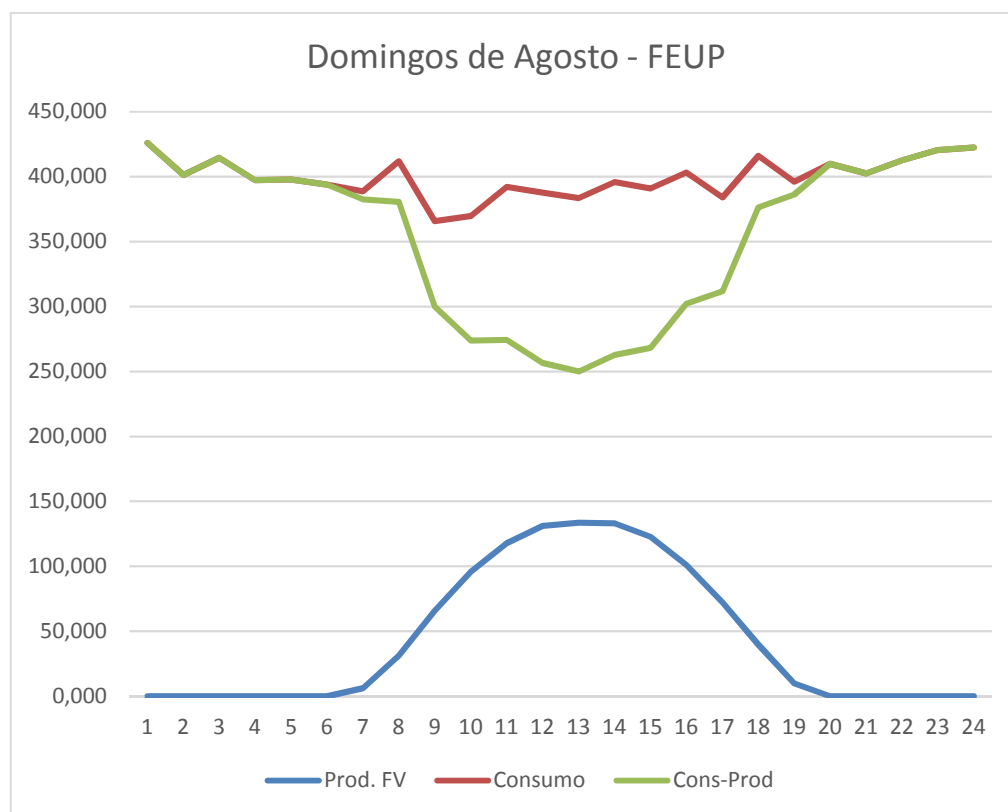


Figura 4.14 - Análise horária aos fins de semana de agosto do consumo, produção e a diferença entre consumo e produção

4.5- Análise económica

Fazendo uma comparação mensal de faturação antes da instalação da UPAC, e após a instalação desta, verifica-se que em todos os meses ao longo do ano existe uma poupança significativa após a instalação da UPAC. Na Figura 4.15 é possível constatar essa diferença.

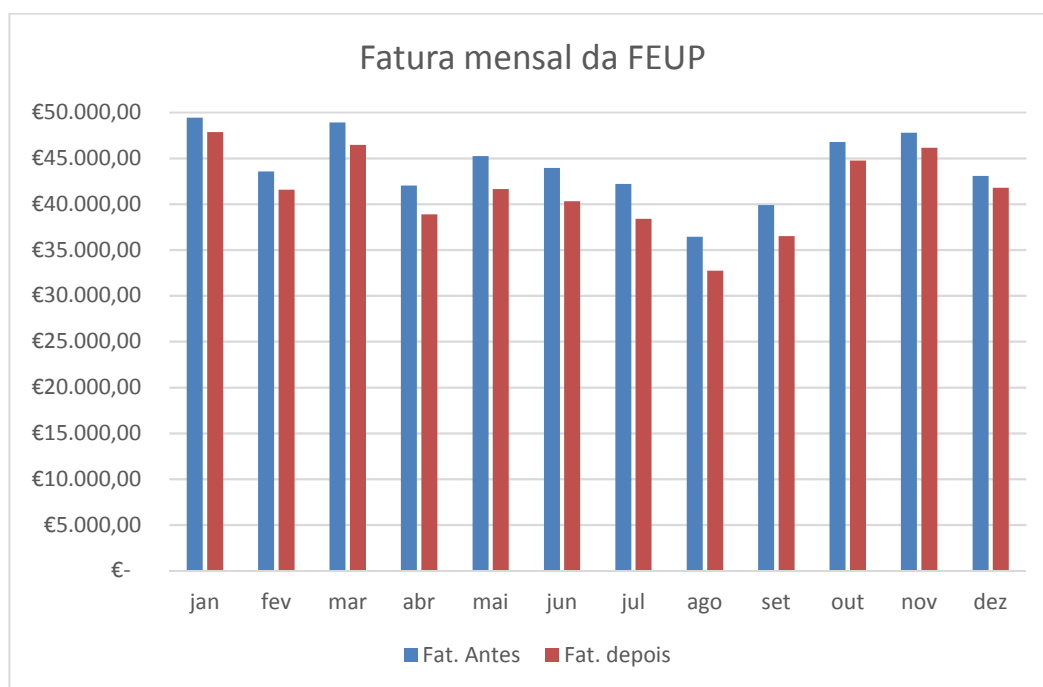


Figura 4.15 - Análise gráfica da faturação mensal ao longo do ano, antes e depois da instalação UPAC

Analisando em detalhe os custos mensais de energia elétrica, Tabela 4.5, verifica-se que anualmente a poupança é na ordem dos € 32 000.

Tabela 4.5 -- Análise numérica da faturação mensal ao longo do ano, antes e depois da instalação UPAC

Mês	Fat. antes (€)	Fat. depois (€)	Poupança (€)
jan	49408,15	47850,49	1.557,7 €
fev	43547,55	41569,53	1.978,0 €
mar	48882,01	46445,09	2.436,9 €
abr	42027,51	38867,14	3.160,4 €
mai	45242,21	41636,07	3.606,1 €
jun	43947,69	40316,34	3.631,3 €
jul	42189,68	38397,17	3.792,5 €
ago	36418,48	32719,74	3.698,7 €
set	39886,29	36515,82	3.370,5 €
out	46771,82	44743,25	2.028,6 €
nov	47785,94	46125,46	1.660,5 €
dez	43069,60	41783,92	1.285,7 €
			32.206,92 €

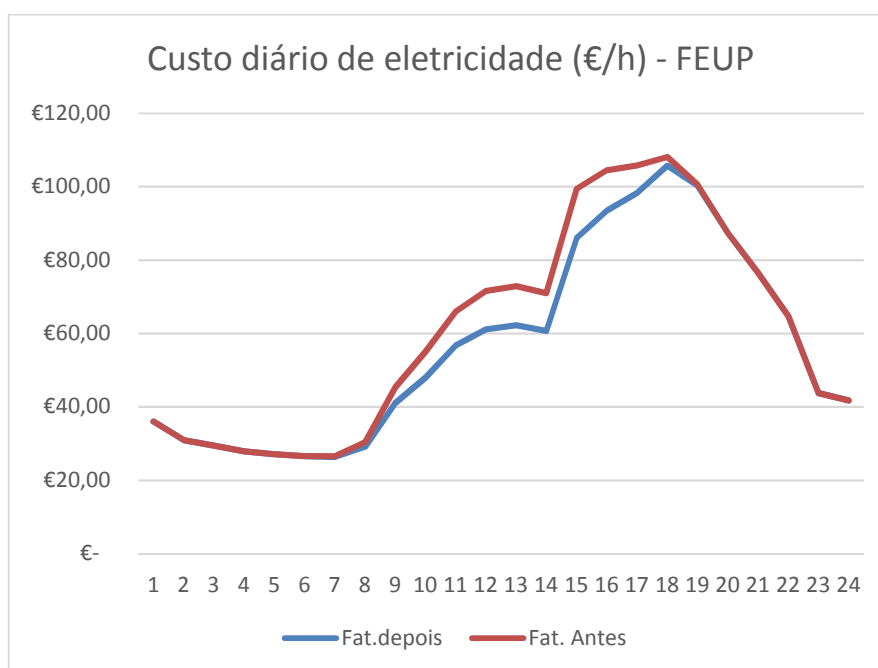
A poupança representa percentualmente uma poupança em mais de 6% em relação ao custo anual anterior à instalação da UPAC.

O custo total de electricidade sem a UPAC foi de € 529 176,93, enquanto que com a inclusão da UPAC esse custo diminui para € 496 970,01.

Na Tabela 4.6 apresenta-se o custo diário da electricidade, em que se verifica que com a instalação da UPAC o valor do custo diário vai diminuindo progressivamente à medida que a produção da UPAC vai aumentando.

É particularmente visível a zona das 11h até às 16h, em que se assiste a uma descida razoável do custo.

Tabela 4.6 - Análise gráfica do custo diário de electricidade



Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

A energia solar fotovoltaica é cada vez mais nos dias de hoje notícia habitual nos meios de comunicação social, por causa dos novos investimentos que estão a surgir na área e que estão a catapultar o solar FV para a liderança dos grandes investimentos energéticos atuais. Se há mais de uma década houve uma aposta clara nas FER com destaque para a eólica, hoje constata-se que essa aposta mudou de rumo, mas o solar FV não está só na produção de energia elétrica para a venda posteriori em mercado. O reajustamento da legislação do regime de autoconsumo, associado à diminuição dos custos das tecnologias FV contribui para cada vez mais se verifique nas habitações soluções FV de autoconsumo. Com a banalização a que se tem assistido do autoconsumo, os imóveis onde existem instalações de autoconsumo tem vindo a diminuir os custos com a fatura elétrica, e em determinadas situações ainda acabam por ser remunerados quando existe injeção na rede.

É sobre este regime de autoconsumo que incidiu o âmbito desta dissertação e mais particularmente sobre a documentação técnica associada, o denominado Caderno de Encargos.

Quer se trate de organismos públicos ou privados, a utilidade do caderno de encargos é enorme, sendo aplicado às mais diferentes áreas, embora nesta dissertação o que é elaborado tem objetivamente como alvo a construção de uma Unidade de Produção para Autoconsumo.

Pretendeu-se que fosse definido uma estrutura tipo para um caderno de encargos, através de um guia, assim como indicados procedimentos a seguir, mas tentando sempre colocar os procedimentos sob um ponto de vista de cliente, e do que deve solicitar num caderno de encargos quando se trata de um sistema de autoconsumo FV.

5.1- Principais Conclusões

Na presente dissertação foi possível ter ideia das dificuldades que é comum surgirem a quem compete organizar caderno de encargos e dado a especificidade particular do mesmo neste caso, compreende-se a necessidade de elaborar um guia que possa orientar essa tarefa.

Um caderno de encargos além de ser o documento onde estão estabelecidos todas as regras e princípios que deve orientar uma empreitada/obra constitui em determinados momentos o suporte para a tomada de algumas decisões, uma vez que fundamenta esse suporte.

Com a elaboração do guia, pretende-se que responsáveis técnicos tenham uma ferramenta documental técnica em que se possam orientar, quando estão a desenvolver um caderno de

encargos de natureza ligada ao autoconsumo fotovoltaico. Acrescenta-se que o fato de o guia ter sido desenvolvido associado ao caso prático da UPAC a instalar na FEUP, tornou a que cada ponto que se ia acrescentando ao guia, levanta-se outras questões de âmbito técnico que nem sempre seria possível identificar se não tivesse esta componente prática associada. O caso de estudo da FEUP contribui ainda para constatar que na fase de dimensionamento da UPAC podem verificar-se muitas inconsistências de dados ou então inviabilidades de cariz técnico nas infraestruturas, que podem ter direta influência no dimensionamento da UPAC.

O dimensionamento da UPAC da FEUP foi realizado para estar enquadrado com o regime de autoconsumo, mas tendo em conta as limitações quanto à área disponível existentes, e nesse sentido conseguiu-se que a UPAC fizesse um aproveitamento máximo da área disponível e ao mesmo tempo foi maximizado o mais possível a potência da UPAC.

Relativamente ao guia desenvolvido, em que o foco foi sobretudo na parte técnica tentou-se sistematizar quais são as partes fundamentais a ter particular atenção, e os requisitos que devem ser evidenciados aquando se prepara um caderno de encargos. Como complemento ao guia foi elaborado um *check-list* técnico que permite de uma forma sequencial e clara fazer o levantamento de todos os requisitos necessários para uma instalação FV.

5.2- Contribuições da Dissertação

O trabalho desenvolvido ao longo da dissertação permitiu produzir uma ferramenta útil como guia para caderno de encargos de sistemas FV que poderá ser utilizado tanto pelos organismos públicos como privados. Aproveitando o fato de ter sido trabalhado sob um projeto de uma entidade pública, é mais um impulso dado na direção da diminuição da fatura elétrica do estado, podendo servir de exemplo para replicação em outras entidades.

No entanto esta dissertação está também dirigida a quem pretenda ou esteja a pensar instalar sistemas de autoconsumo, pois encontrará aqui abordados a maior parte dos conceitos essenciais, assim como uma partilha de soluções técnicas otimizadas para assegurar bons desempenhos.

Referências

- [1] Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). Disponível em www.dgeg.gov.pt -> Publicações -> Renováveis - Estatísticas rápidas -> nº161 renováveis - Estatísticas Rápidas - março 2018. Acedido a 04/abril/2018.
- [2] Direção Geral do Tesouro e Finanças. Disponível em www.dgtf.pt -> Património Imobiliário -> Relatórios -> SIIE - Sistema de Informação de Imóveis do Estado -> Ano 2016 -> Relatório SIIE - 4.º Trimestre de 2016. Acedido a 04/abril/2018.
- [3] Frankfurt School-UNEP Centre for Climate & Sustainable Energy Finance (FS-UNEP Centre) and Bloomberg New Energy Finance (BNEF), Global Trends in Renewable Energy Investment 2018 (Frankfurt: April 2018), p. 12, Disponível em <http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/publications/gtr2018v2.pdf>. Acedido em 05/maio/2018.
- [4] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21). Renewables 2018 Global Status Report (Paris, 2018). Disponível em <http://www.indiaenvironmentportal.org.in/files/file/Renewables%202018%20Global%20Status%20Report.pdf> / . Acedido em 09/maio/2018.
- [5] SolarPower Europe (European Photovoltaic Industry Association). Disponível em <http://www.solarpowereurope.org/newsletter/editorial-looking-back-forth-big-solar-surprises-in-2017-2018/> / . Acedido em 05/março/2018.
- [6] SolarPower Europe (European Photovoltaic Industry Association). Disponível em http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/Media/090218_press_release_European_Solar_Market_Grows_28__in_2017.pdf. Acedido em 05/março/2018.
- [7] International Energy Agency (IEA). PVPS annual report 2017. Disponível em <http://www.iea-pvps.org> -> *Latest Publications* -> IEA-PVPS Annual Report 2017. Acedido a 12/maio/2018.
- [8] Associação Portuguesa de Empresas do Setor Fotovoltaico. Disponível em www.apesf.pt -> APESF -> Legislação do Sector -> Resumo do regime jurídico do autoconsumo. Acedido a 12/abril/2018.

- [9] International Energy Agency (IEA) PVPS. A methodology for the analysis of PV self-consumption Policies (2016). ISBN 978-390-604-233-6.
- [10] Direção-Geral de Energia e Geologia. Disponível em www.dgeg.gov.pt -> Áreas Setoriais -> Energia Elétrica -> Registo de Unidades de Produção (SERUP). Acedido a 03/maio/2018.
- [11] EDP Distribuição - Energia, S.A., Direção Comercial - Produtores de Energia. Manual de Ligações à rede elétrica de serviço Público - Guia técnico e logístico de boas práticas (5ª edição). Outubro de 2015.
- [12] Sonia Dunlop, Alexandre Roesch (2016). EU-Wide Solar PV Business Models. SolarPower Europe - European Photovoltaic Industry Association. Bruxelas.
- [13] European Commission. Best practices on Renewable Energy Self-consumption. July 2015. Disponível em https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_autre_document_travail_service_part1_v6.pdf Acedido em 04/maio/2018.
- [14] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. 2017 revision of the Renewable Energy Sources Act. July 2016. Disponível em https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Downloads/eeg-novelle-2017-praesentation.pdf?__blob=publicationFile&v=2 . Acedido em 04/maio/2018
- [15] Deutsche Gesellschaft Fur Sonnenenergie (DGS). “Planning and Installing Photovoltaic Systems - A guide for installers, architects and engineers”, 2ªed. London: Earthscan, 2008. ISBN 978-1-84407-442-6.
- [16] Markvart, T., Castañero, L., “Practical Handbook of Photovoltaics - Fundamentals and Applications”, Oxford: Elsevier Ltd, 2003. ISBN: 1856173909
- [17] Energy Market Authority (EMA) and Building and Construction Authority (BCA). Handbook for a Solar Photovoltaic (PV) Systems. April 2011. Disponível em https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/Solar_Handbook_Apr2011.pdf . Acedido em 10/maio/2018.
- [18] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE). Photovoltaics Report.2018. Disponível em <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> . Acedido em 10/maio/2018.
- [19] Mukund R. P., “Wind and Solar Power Systems - Design, Analysis, and Operation”, 2ªed. New York: Taylor & Francis Group, 2006. ISBN 978-0-8493-1570-1.
- [20] Labouret, A., Villos, M., “Solar Photovoltaic Energy”. London: The Institution of Engineering and Technology, 2010. ISBN 978-1-84919-154-8.

- [21] Eicker, U., “Solar Technologies for Buildings”. Sussex: John Wiley & Sons Ltd, 2003. ISBN 0-471-48637-X
- [22] National Renewable Energy Laboratory (NREL). Solar Ready Buildings Planning Guide. 2009. Disponível em <https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/46078.pdf> . Acedido em 15/maio/2018.
- [23] International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable Power Generation Costs in 2017 (2018). Disponível em <http://www.irena.org> -> *Publications* -> Renewable Power Generation Costs in 2017. Acedido a 17/maio/2018.
- [24] Washington State University Extension Energy Program. Solar Electric System Design, Operation and Installation. October 2009. Disponível em <http://www.energy.wsu.edu/Documents/SolarPVforBuildersOct2009.pdf> . Acedido a 17/maio/2018.
- [25] International Renewable Energy Agency (IRENA). “Boosting Solar PV Markets: The Role of Quality Infrastructure”. 2017. Disponível em <http://www.irena.org> -> *Publications* -> Boosting Solar PV Markets: The Role of Quality Infrastructure. Acedido a 17/maio/2018.
- [26] ABB Group. Produtos de baixa tensão - Soluções para energia solar. 2014. Disponível em https://library.e.abb.com/public/6657874efd864d458b917658c19d8748/Solar%20Energy_LP.pdf. Acedido em 18/maio/2018.
- [27] Portaria N.º 949-A/2006 de 11 de setembro. Diário da República, 1.ª série — N.º 175 — 11 de setembro de 2006. “Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão”. Disponível em <https://dre.pt/application/file/a/303361> . Acedido em 18/maio/2018.. Acedido em 18/maio/2018.
- [28] Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica (CTE 64). “Esquemas Tipo de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) com tecnologia solar FV (Documento Preliminar)”. Março 2015. Disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/wwwbase/wwwinclude/ficheiro.aspx?access=1&id=14601> . Acedido em 19/maio/2018.
- [29] Wisconsin Division of Energy. Consumer’s Guide to Photovoltaic Systems. 2003. Disponível em <https://www.ussolarmounts.us/wp-content/uploads/2017/03/Guide-to-buying-a-solar-system.pdf?68ac35> . Acedido em 19/maio/2018.
- [30] Luke, A., Hegedus, S., “Handbook of Photovoltaic Science and Engineering”. Sussex: John Wiley & Sons Ltd, 2003. ISBN 0-471-49196-9

- [31] GREENPRO, “Energia Fotovoltaica, Manual sobre tecnologias, projecto e instalação”. Janeiro de 2004. Disponível em <https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>. Acedido em 15/abril/2018.
- [32] SolarPower Europe. “O&M Best Practices Guidelines”.1ªed. 2016. Disponível em https://alectris.com/wp-content/uploads/2017/01/SolarPower-Europe-160616_OM_final.pdf . Acedido em 23/março/2018.
- [33] International Finance Corporation, World Bank Group. “Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants - A project developer’s guide”.2015. Disponível em https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f05d3e00498e0841bb6fbbe54d141794/IFC+Solar+Report_Web+_08+05.pdf?MOD=AJPERES . Acedido em 24/março/2018.
- [34] SolarGIS. Disponível em <http://www.greenrhinoenergy.com/solar/radiation/empiricalevidence.php> . Acedido a 24/março/2018.
- [35] Pinho, J. T., Galdino, M.A., Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro. março de 2014. Disponível em <https://www.portal-energia.com/downloads/livro-manual-de-engenharia-sistemas-fotovoltaicos-2014.pdf>. Acedido a 03/maio/2018.
- [36] Electrical Contractors Association (ECA). Guide to the Installation of Photovoltaic Systems. London, Reliance Press, 2012. ISBN 978-0-9574827-1-5.
- [37] Laryea, S., “Quality of tender documents: case studies from the UK”. Reading, Taylor & Francis, 2011. Disponível em http://centaur.reading.ac.uk/16296/1/Quality_of_tender_documents_-_case_studies_from_the_UK.pdf . Acedido em 28/março/2018.
- [38] Smith, R., C., “Estimating and Tendering for Building Work “, New York: Taylor & Francis Group, 2013. ISBN 978-0-41173-9
- [39] Brook, M., “Estimating and Tendering for Construction Work”, 3ªed. Oxford: Elsevier Ltd, 2004. ISBN 0 7506 5864 9
- [40] DNV-GL Energy. PV Module Reliability Scorecard Report 2017. Disponível em <https://www.dnvgl.com/news/dnv-gl-releases-2017-pv-module-reliability-scorecard-93447> . Acedido em 10/maio/2018.
- [41] Hanwha Qcells. Catálogo Q.Peak-G4.1 290-205.2016. Disponível em https://www.q-cells.it/fileadmin/user_upload/service/Update_Download_Januar_2017/Hanwha_Q_CELLS_Specificazioni_QPEAK-G4.1_290-305_2017-01_Rev05_IT.pdf . Acedido em 14/maio/2018.
- [42] Trina Solar. Catálogo TallMax Module TSM-PD14. 2017. Disponível em http://static.trinasolar.com/sites/default/files/PS-M-0328%20E%20Datasheet_Tallmax_US_Feb_2017_A.pdf . Acedido em 14/maio/2018.

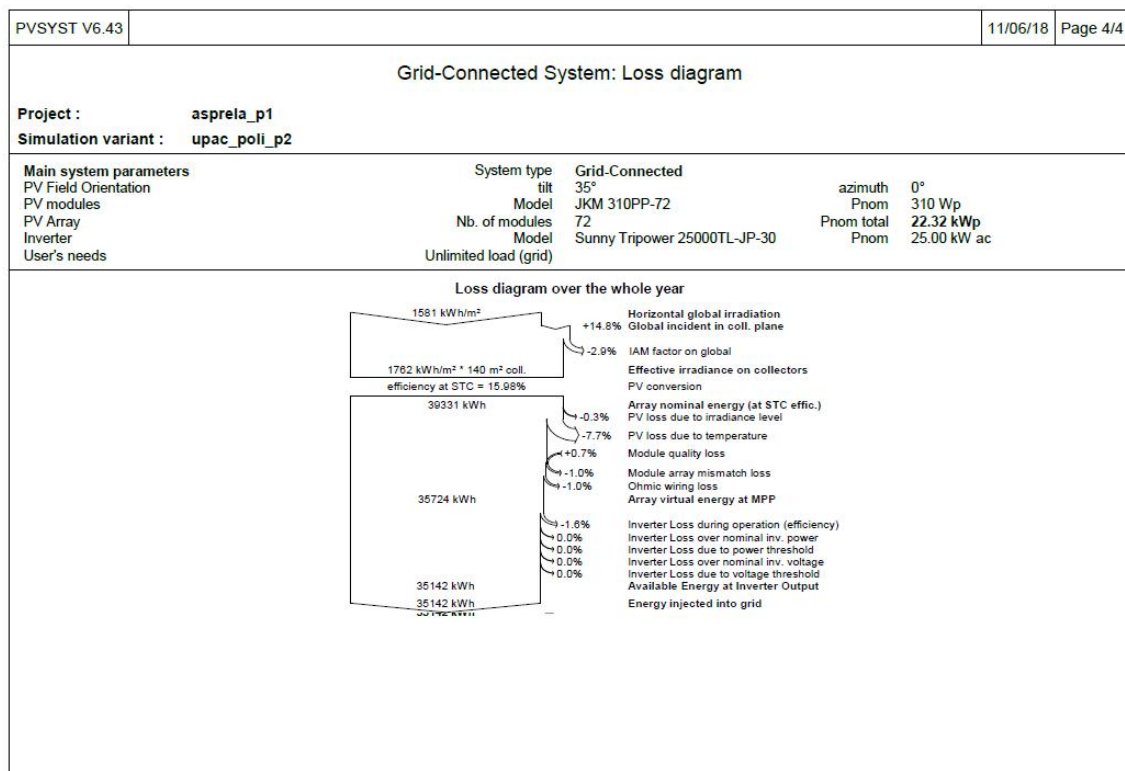
- [43] Astronergy. Catalogo 5BB-Polycrystalline PV Module CHSM60P-HC Series. 2018. Disponível em http://www.astronergy.com/attch/product/STAVE%20II_CHSM60P-HC_35mm%20frame_201801.pdf . Acedido em 14/maio/2018.
- [44] Centro Tecnológico da Cerâmica e do Vidro. Ensaio a módulos fotovoltaicos. Disponível em <http://www.ctcv.pt> -> Ensaio -> Laboratório de Sistemas de Energia. Acedido a 15/maio/2018.
- [45] Teodorescu, R., Liserre, M., Rodríguez, P., “Grid Converters for Photovoltaic And Wind Power Systems”, West Sussex: John Wiley & Sons Ltd, 2011. ISBN 978-0-470-05751-3.
- [46] SMA Solar Technology AG. Catalogo Sunny Tripower 15000TL/20000TL/25000TL. 2016. Disponível em <http://files.sma.de/dl/24336/STP25000TL-30-DEN1742-V31web.pdf> . Acedido em 22/maio/2018.
- [47] SMA Solar Technology AG. Informação técnica - Performance Ratio, Factor de qualidade para o sistema fotovoltaico. Versão 1.1. Disponível em <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-pt-11.pdf>. Acedido em 28/maio/2018.

Anexos

Anexo A: Resultados simulação PVsyst

Anexo A.1: Subsistemas P1

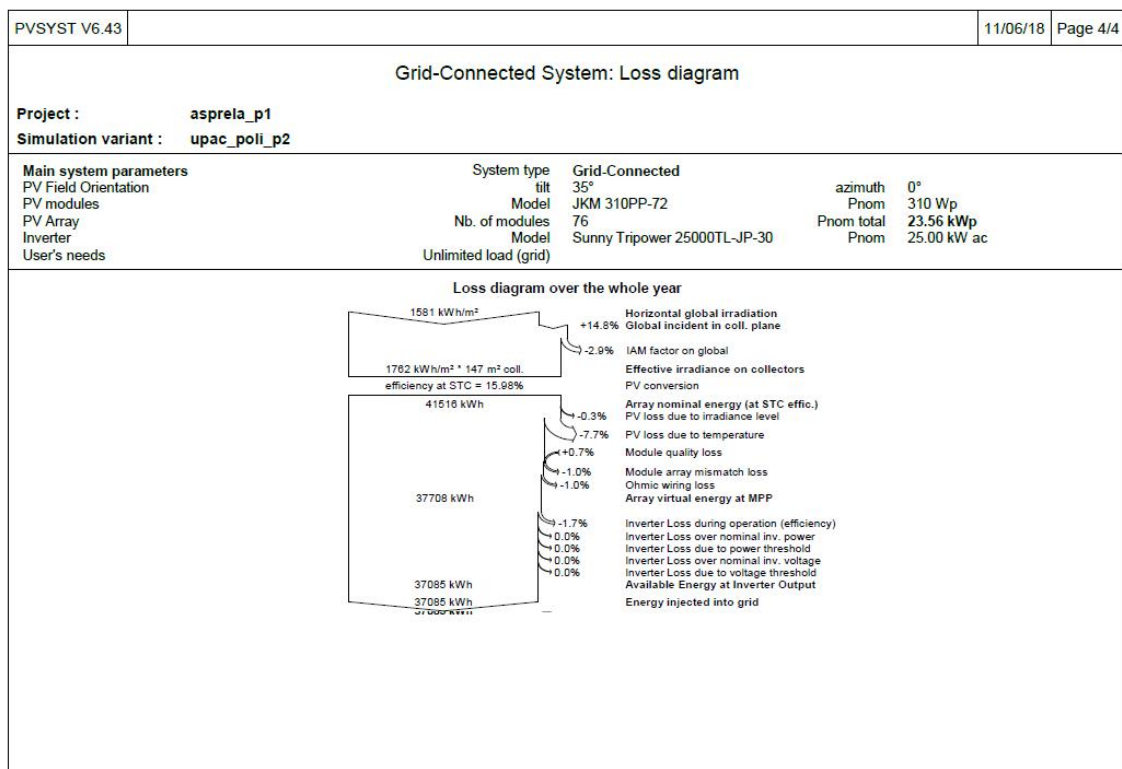
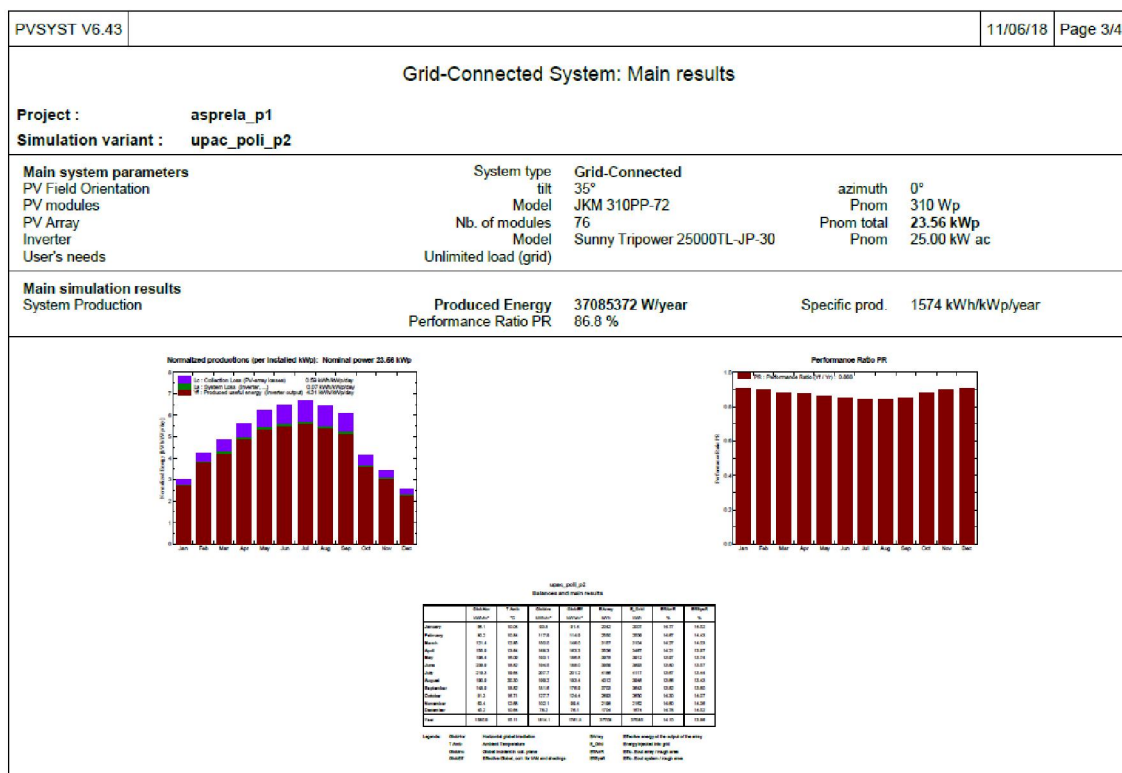
PVSYST V6.43			11/06/18		Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project : asprela_p1						
Geographical Site		Porto		Country		Portugal
Situation		Latitude 41.1°N		Longitude		8.6°W
Time defined as		Legal Time		Time zone		UT
		Albedo		Altitude		54 m
Meteo data:		Porto		MeteoNorm 7.1 station - Synthetic		
Simulation variant : upac_poli_p2						
		Simulation date		11/06/18 14h29		
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt 35°		Azimuth		0°
Models used		Transposition Perez		Diffuse		Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		No Shadings				
PV Array Characteristics						
PV module		Si-poly	Model	JKM 310PP-72		
Original PVsyst database			Manufacturer	Jinkosolar		
Number of PV modules			In series	18 modules		In parallel 4 strings
Total number of PV modules			Nb. modules	72		Unit Nom. Power 310 Wp
Array global power			Nominal (STC)	22.32 kWp		At operating cond. 19.97 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)			U mpp	591 V		I mpp 34 A
Total area			Module area	140 m²		Cell area 126 m²
Inverter		Model Sunny Tripower 25000TL-JP-30				
Original PVsyst database			Manufacturer	SMA		
Characteristics			Operating Voltage	390-800 V		Unit Nom. Power 25.0 kWac
Inverter pack			Nb. of inverters	2 * MPPT 50 %		Total Power 25 kWac
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K		Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s



Anexo A.2: Subsistemas P2

PVSYST V6.43				11/06/18	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : asprela_p1					
Geographical Site		Porto		Country	Portugal
Situation		Latitude 41.1°N		Longitude	8.6°W
Time defined as		Legal Time Time zone UT		Altitude	54 m
Meteo data:		Albedo 0.20			
		Porto		MeteoNorm 7.1 station - Synthetic	
Simulation variant : upac_poli_p2					
		Simulation date		11/06/18 14h32	
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt 35°		Azimuth	0°
Models used		Transposition Perez		Diffuse	Perez, Meteororm
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly	Model	JKM 310PP-72	
Original PVsyst database			Manufacturer	Jinkosolar	
Number of PV modules			In series	19 modules	
Total number of PV modules			Nb. modules	76	
Array global power			Nominal (STC)	23.56 kWp	
Array operating characteristics (50°C)			U mpp	624 V	
Total area			Module area	147 m²	
				In parallel	4 strings
				Unit Nom. Power	310 Wp
				At operating cond.	21.08 kWp (50°C)
				I mpp	34 A
				Cell area	133 m²
Inverter					
Original PVsyst database			Model	Sunny Tripower 25000TL-JP-30	
			Manufacturer	SMA	
Characteristics			Operating Voltage	390-800 V	
				Unit Nom. Power	25.0 kWac
Inverter pack			Nb. of inverters	2 * MPPT 50 %	
				Total Power	25 kWac
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s

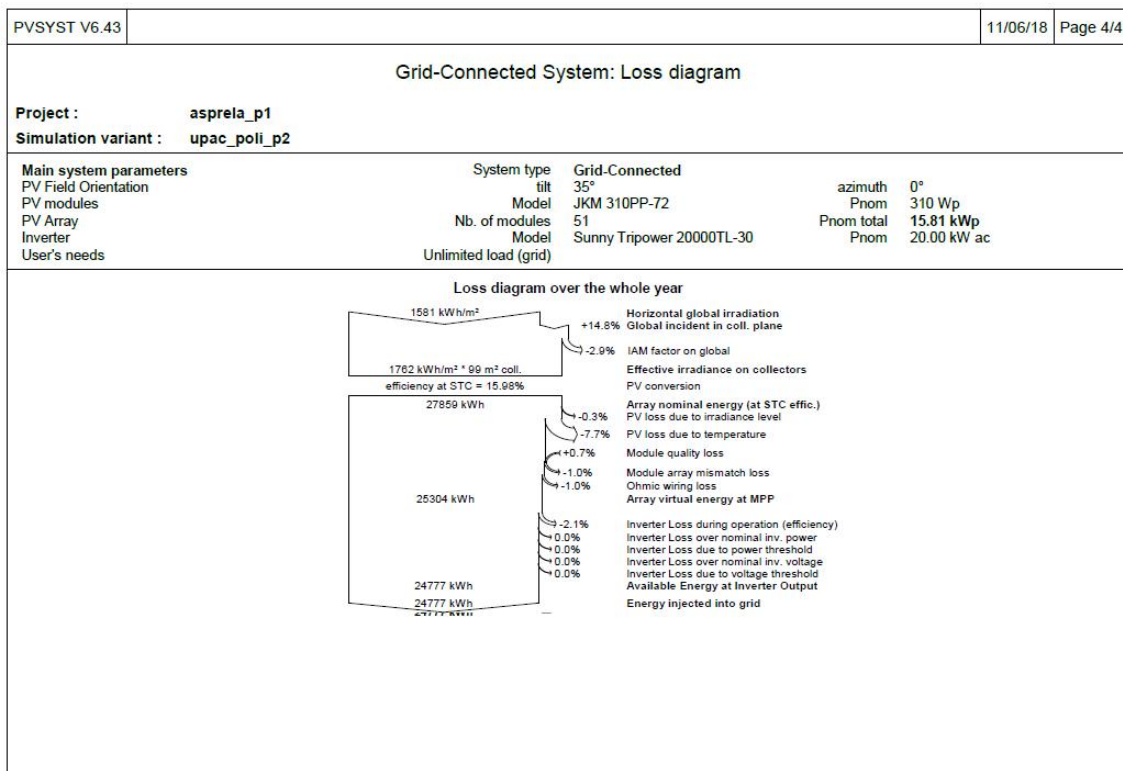
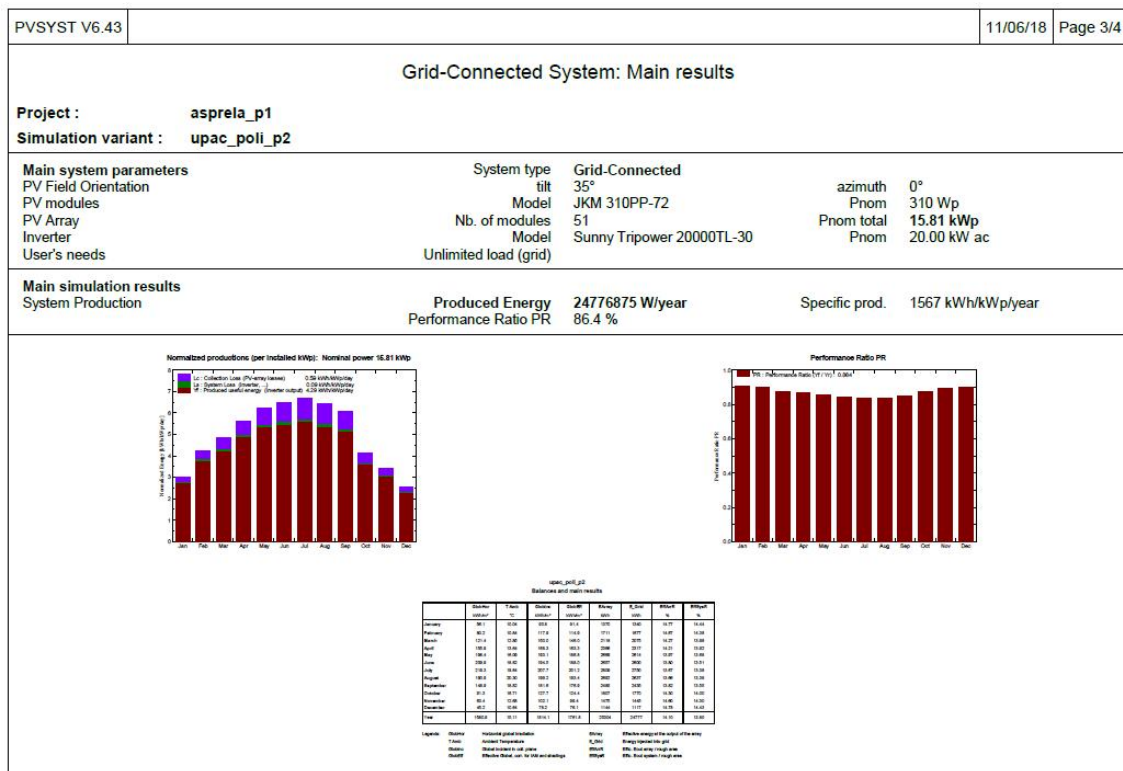
PVSYST V6.43		11/06/18	Page 2/4
Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)			
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	312 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		



Anexo A.3: Subsistema P3

PVSYST V6.43					11/06/18	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project : asprela_p1						
Geographical Site		Porto		Country		Portugal
Situation		Latitude 41.1°N		Longitude		8.6°W
Time defined as		Legal Time		Altitude		54 m
		Albedo 0.20				
Meteo data:		Porto		MeteoNorm 7.1 station - Synthetic		
Simulation variant : upac_poli_p2						
		Simulation date		11/06/18 14h34		
Simulation parameters						
Collector Plane Orientation		Tilt 35°		Azimuth		0°
Models used		Transposition Perez		Diffuse		Perez, Meteonorm
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		No Shadings				
PV Array Characteristics						
PV module		Si-poly	Model JKM 310PP-72			
Original PVsyst database			Manufacturer Jinkosolar			
Number of PV modules			In series 17 modules		In parallel 3 strings	
Total number of PV modules			Nb. modules 51		Unit Nom. Power 310 Wp	
Array global power			Nominal (STC) 15.81 kWp		At operating cond. 14.15 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)			U mpp 558 V		I mpp 25 A	
Total area			Module area 99.0 m²		Cell area 89.4 m²	
Inverter						
Original PVsyst database		Model Sunny Tripower 20000TL-30				
Characteristics		Manufacturer SMA				
		Operating Voltage 320-800 V		Unit Nom. Power		20.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters 2 * MPPT 50 %		Total Power		20 kWac
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (wind)		0.0 W/m²K / m/s

PVSYST V6.43					11/06/18	Page 2/4
Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)						
Wiring Ohmic Loss		Global array res.		373 mOhm		Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss						Loss Fraction -0.8 %
Module Mismatch Losses						Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =		1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param. 0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)				



Anexo B: Dimensionamento UPAC

		MWh	MWh	MWh		
	Mês	Prod. FV	Cons	Cons-Prod	Fat. Antes	Fat. depois
1	jan	17,248	469,184	451,936	49.408,15 €	47.850,49 €
2	fev	21,566	415,582	394,016	43.547,55 €	41.569,53 €
3	mar	26,687	465,362	438,675	48.882,01 €	46.445,09 €
4	abr	29,808	426,258	396,450	42.027,51 €	38.867,14 €
5	mai	33,628	456,489	422,861	45.242,21 €	41.636,07 €
6	jun	33,460	445,007	411,547	43.947,69 €	40.316,34 €
7	jul	35,384	434,005	398,621	42.189,68 €	38.397,17 €
8	ago	33,922	373,522	339,600	36.418,48 €	32.719,74 €
9	set	31,318	403,235	371,917	39.886,29 €	36.515,82 €
10	out	22,772	446,274	423,502	46.771,82 €	44.743,25 €
11	nov	18,585	450,431	431,846	47.785,94 €	46.125,46 €
12	dez	14,380	418,789	404,409	43.069,60 €	41.783,92 €

	Anual	Anual	Anual	Anual
	PT1	PT2	PT3	FEUP
hora	Prod. PT1	Prod. PT2	Prod. PT3	Prod. FV
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0,027363	0,052848	0,026424055	0,106635507
6	1,059011	1,606338	0,803169096	3,468518603
7	5,997457	9,133193	4,566596274	19,69724556
8	15,08434	22,96953	11,48476597	49,53863375
9	24,8196	37,80891	18,90445573	81,53296759
10	31,62467	48,20653	24,10326548	103,934467
11	34,83159	53,116	26,55800225	114,5055962
12	35,60782	54,30686	27,15343227	117,0681132
13	34,67217	52,87374	26,43687211	113,9827815
14	31,26994	47,66517	23,83258301	102,767689
15	25,33052	38,58903	19,29451468	83,21406148
16	16,84194	25,64871	12,82435721	55,3150131
17	7,091012	10,79862	5,399312438	23,28894981
18	1,33907	2,030256	1,015127781	4,384453507
19	0,149723	0,234086	0,117042959	0,500851425
20	0	0	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0
23	0	0	0	0

Anual	Anual	Anual	Anual	Anual
PT1	PT2	PT3	FEUP	FEUP
Cons.PT1	Cons.PT2	Cons.PT3	Consumo	Cons-Prod
179,4849315	209,7205	71,53699	460,8956	459,632877
171,6931507	207,389	69,33151	448,6731	447,443836
169,6273973	204,4027	69,27671	443,3068	443,306849
169,0575342	203,1452	68,24658	440,4493	440,449315
166,2958904	201,6849	67,91781	435,8986	435,89863
164,5506849	200,0849	66,72877	431,3644	431,257748
162,3479452	202,0658	66,13973	430,5534	427,084906
164,0383562	221,1808	64,6274	449,8466	430,14933
185,5205479	263,8301	67,46301	516,8137	467,275065
231,7835616	302,5397	80,22192	614,5452	533,012238
285,4054795	342,6356	95,03836	723,0795	619,144985
308,8739726	360,4932	104,0493	773,4164	658,910842
317,3616438	365,6877	104,863	787,9123	670,844216
311,2493151	355,5836	101,3041	768,137	654,154205
300,0739726	350,3452	98,50959	748,9288	646,161078
315,7972603	366,6438	103,611	786,0521	702,837993
319,6849315	371,5534	107,1534	798,3918	743,076768
313,7260274	371,3096	105,6658	790,7014	767,41242
292,7232877	349,1699	97,53699	739,4301	735,045683
251,8575342	308,1288	88,40274	648,389	647,88819
224,339726	267,5726	80,09863	572,011	572,010959
198,490411	222,6411	73,63836	494,7699	494,769863
193,9917808	222,4986	72,80274	489,2932	489,293151
181,0328767	214,1479	72,36438	467,5452	467,545205

Inverno	Inverno	Inverno	Verão	Verão	Verão	Agosto	Agosto	Agosto
FEUP	FEUP	FEUP	FEUP	FEUP	FEUP	FEUP	FEUP	FEUP
Prod. FV	Consumo	Cons-Prod	Prod. FV	Consumo	Cons-Prod	Prod. FV	Consumo	Cons-Prod
0	461,7967	461,7967	0	459,9945	459,9945	0	424,9032	424,9032
0	451,478	451,478	0	445,8681	445,8681	0	407,9032	407,9032
0	442,4341	442,4341	0	444,1749	444,17486	0	412,9677	412,9677
0	441,6484	441,6484	0	439,2568	439,25683	0	411,1613	411,1613
0	437,967	437,967	0	433,8415	433,84153	0	411,9677	411,9677
0	430,1154	430,1154	0,212688	432,6066	432,39387	0	403,6774	403,6774
0	432,7967	432,7967	6,918084	428,3224	421,40432	5,0819	412	406,9181
4,751523	457,0879	452,3364	34,5613	442,6448	408,08351	32,24278	417,6129	385,3701
28,60223	533,7253	505,123	70,36063	499,9945	429,6339	67,18963	451,5484	384,3588
60,20622	639,0549	578,8487	102,7432	590,1694	487,42622	102,3343	531,1935	428,8593
83,3067	753,7418	670,4351	124,4495	692,5847	568,13518	128,5202	584,3548	455,8346
95,99073	807,3901	711,3994	132,9193	739,6284	606,70913	136,6746	618,7097	482,0351
98,83443	814,0549	715,2205	135,2022	761,9126	626,71041	139,8315	634,4194	494,5879
96,69598	788,4286	691,7326	131,1751	747,9563	616,78116	133,5587	623,9677	490,409
85,88471	763,6648	677,7801	119,5584	734,2732	614,71482	123,7721	620,0645	496,2924
65,95388	804,1319	738,178	100,3799	768,071	667,69111	101,8518	640,129	538,2772
37,91854	823,9286	786,01	72,61642	772,9945	700,37811	73,89639	640,4839	566,5875
7,884853	822,1099	814,225	38,60887	759,4645	720,85561	39,23743	637,1613	597,9239
0,105264	777,1758	777,0706	8,64026	701,8907	693,25045	10,02407	533,1935	523,1695
0	689,0165	689,0165	0,998966	607,9836	606,98464	0,029024	485,6129	485,5839
0	601,9505	601,9505	0	542,235	542,23497	0	450,3871	450,3871
0	508,0989	508,0989	0	481,5137	481,51366	0	432,1935	432,1935
0	493,7088	493,7088	0	484,9016	484,90164	0	442,8387	442,8387
0	470,7692	470,7692	0	464,3388	464,3388	0	420,6452	420,6452

Dom. Agosto	Dom. Agosto	Dom. Agosto	Anual	Anual
FEUP	FEUP	FEUP	FEUP	FEUP
Prod. FV	Consumo	Cons-Prod	Fat. Antes	Fat.depois
0,000	426,00	426,00	36,02 €	36,02 €
0,000	401,25	401,25	30,97 €	30,96 €
0,000	414,50	414,50	29,47 €	29,47 €
0,000	397,25	397,25	27,86 €	27,86 €
0,000	397,75	397,75	27,12 €	27,12 €
0,000	393,75	393,75	26,62 €	26,61 €
6,133	388,75	382,62	26,57 €	26,35 €
31,301	411,75	380,45	30,46 €	29,12 €
65,690	365,75	300,06	45,38 €	41,12 €
95,859	369,75	273,89	55,04 €	47,93 €
117,898	392,25	274,35	65,99 €	56,76 €
131,120	387,75	256,63	71,58 €	61,16 €
133,501	383,50	250,00	72,95 €	62,30 €
133,115	395,75	262,64	71,03 €	60,66 €
122,788	391,00	268,21	99,44 €	86,08 €
101,003	403,25	302,25	104,46 €	93,50 €
72,255	384,00	311,75	105,83 €	98,30 €
39,554	416,00	376,45	108,10 €	105,75 €
9,816	396,00	386,18	100,66 €	100,28 €
0,000	410,00	410,00	87,43 €	87,38 €
0,000	402,50	402,50	76,55 €	76,55 €
0,000	412,50	412,50	64,71 €	64,71 €
0,000	420,50	420,50	43,78 €	43,78 €
0,000	422,50	422,50	41,78 €	41,78 €

Anexo C: Caderno de Encargos

Caderno de encargos

1. CASO DE ESTUDO DA FEUP

1.1.	Condições Gerais	97
1.1.1.	Âmbito e objeto	97
1.1.2.	Disposições e cláusulas a cumprir	97
1.1.3.	Caracterização	97
1.1.4.	Localização e edifícios da instalação	98
1.1.5.	Considerações	100
1.1.6.	Informações e documentação preliminar	100
1.1.7.	Documentação a incluir nas propostas	101
1.1.8.	Exclusões técnicas.....	101
1.1.9.	Prazos.....	101
1.1.10.	Segurança	102
1.1.11.	Ambiente.....	102
1.1.12.	Organização e coordenação dos trabalhos.....	102
1.1.13.	Execução dos trabalhos	102
1.1.14.	Alterações e trabalhos suplementares.....	103
1.1.15.	Fiscalização e controlo dos trabalhos.....	103
1.1.16.	Receção dos materiais.....	103
1.1.17.	Garantias e Responsabilidades	103
1.1.18.	Verificações e inspeções técnicas	104
1.1.19.	Qualidade	104
1.1.20.	Receção provisória e definitiva da instalação.....	104
1.1.21.	Manutenção e exploração.....	105
1.2.	Condições Técnicas descritivas	106
1.2.1.	Pressupostos.....	106
1.2.2.	Painéis/Módulos fotovoltaicos	107
1.2.3.	Inversores	108
1.2.4.	Cablagem	109
1.2.5.	Quadros elétricos.....	109
1.2.6.	Sistema de contagem de energia elétrica	110
1.2.7.	Sistemas de fixação e montagem dos painéis na cobertura	111
1.2.8.	Caminhos de cabos	112
1.2.9.	Ligação às infraestruturas elétricas.....	112
1.2.10.	Sistemas de monitorização e controlo.....	112
1.2.11.	Documentação exigível.....	113
1.3.	Critérios de Análise e Adjudicação.....	113
1.3.1.	Indicadores do desempenho	113
1.3.2.	Características de produção.....	115
1.3.3.	Aspetos de segurança	115

1.3.4.	Estimativas de poupança energética e económica	115
1.3.5.	Custos envolvidos.....	116
1.3.6.	Equipamentos incluídos	116
1.3.7.	Viabilidade económica	116
1.3.8.	Decisão da Adjudicação	116

1. CADERNO DE ENCARGOS

Sistema de autoconsumo fotovoltaico na FEUP

1.1. Condições Gerais

1.1.1. Âmbito e objeto

O presente Caderno de Encargos (CE), constituirá o suporte técnico e comercial, para as futuras propostas a serem apresentadas por entidades e empresas com capacidade técnica adequada à intervenção em causa. O âmbito desta intervenção técnica é a implementação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) com tecnologia fotovoltaica (FV), na FEUP.

As propostas a serem apresentadas, deverão estar de acordo com as orientações descritas no presente CE. Mais se comunica, que as propostas que não cumpram os requisitos definidos no CE, não serão consideradas válidas, não sendo alvo de qualquer análise ou avaliação nos requisitos em causa.

Sugere-se que as futuras propostas, incluam uma memória descritiva organizada de acordo com as vertentes indicadas no presente CE, para uma adequada e sistemática avaliação da proposta, sem omissões, más interpretações e outras dúvidas.

1.1.2. Disposições e cláusulas a cumprir

Na execução dos trabalhos e fornecimento abrangidos pela entidade contratada e na prestação dos serviços que nela se incluem, se observar-se-ão:

- As cláusulas do documento e o estabelecido em todos os restantes documentos que dele fazem parte integrante;
- Normas e regulamentação em vigor para a área técnica, particularmente:
 - Regime de Produção em Autoconsumo (Decreto-Lei nº153/2014 de 20 de outubro);
 - Regras Técnicas de Instalações Elétricas em Baixa Tensão (DL nº 226/2005 de 28 de dezembro, Portaria 949-A/2006 de 11 de setembro) - R.T.I.E.B.T.;
 - Procedimento para apresentação de mera comunicação prévia de exploração de UPAC (Portaria nº 14/2015);
- Demais legislações enquadradas, totalmente ou parcialmente, no âmbito da intervenção à data em causa.
- Regras de segurança e boa prática, para este tipo de intervenção.

1.1.3. Caracterização

Trata-se de uma instalação de um sistema solar fotovoltaico para autoconsumo de potência de ligação prevista aproximada de **200kW**, a instalar no campus da FEUP. O sistema será constituído por 9 subsistemas fotovoltaicos, distribuídos pelas coberturas de alguns edifícios da Faculdade. Esta Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) destina-se primariamente a diminuir o consumo energético da FEUP, e caso se verifique um excedente da produção esta poderá ser vendida à rede. Nesse sentido deverá estar garantido obrigatoriamente a ligação à RESP.

Reitera-se que o objetivo fundamental é a redução do atual consumo de energia no complexo de edifícios da FEUP, alimentado em média tensão (MT), com potência contratada 1200 kVA e potência instalada 4,8 MVA. O perfil de consumo horário será fornecido como informação preliminar para a otimização do dimensionamento ótimo da UPAC. A potência de ligação indicativa da UPAC é um valor de referência, podendo ser apresentadas soluções fundamentadas com valores diferentes de potência.

A instalação deverá ser executada para interligação com a instalação de utilização, estando eletricamente distribuído e integrado pela rede interna de MT em 15kV que interliga 3 postos de transformação cuja potência de cada um é de 1,6MW.

De forma a tornar mais eficiente a inserção da UPAC nas infraestruturas elétricas existentes, sugere-se que nas soluções a apresentar, os vários subsistemas fotovoltaicos estejam distribuídos de uma forma equilibrada pelos 3 postos de transformação, e não concentrados num ou outro posto de transformação. Adoção de tal sugestão traduzir-se-á numa otimização ao nível de perdas, e num melhor aproveitamento do desempenho da rede elétrica atual existente na Instituição.

1.1.4. Localização e edifícios da instalação

O campus da FEUP está localizado no polo da Asprela, junto do Hospital de São João e perto da Estrada da Circunvalação (EN12). Pertence à freguesia de Paranhos, que é parte integrante do concelho e distrito do Porto, e os dados mais específicos são:

Morada: Rua Dr.Roberto Frias s/n, 4200-465 Porto;

Coordenadas GPS: Latitude 41,1789° | Longitude -8,5980°

Localização da instalação, via Google Earth:



Fig. 1 - Localização do campus da FEUP

O campus é constituído por vários edifícios departamentais (Química, Civil, Metalurgia e Minas, Eletrotécnica e Mecânica), edifício de aulas, biblioteca, centro de informática e edifício dos serviços centrais.

Prevê-se a instalação dos 9 subsistemas (de P1 a P9), a instalar em parte das coberturas planas dos edifícios B, J, H e M, distribuídos da seguinte forma:

- Edifício B: 3 subsistemas - P4, P5, P6 e P7 - ligados no PT1
- Edifício B: 2 subsistemas - P8 e P9 - ligados no PT2
- Edifício J, H, M: 3 subsistema - P1, P2 e P3 - ligados ao PT3

Cada subsistema deverá ser constituído por um inversor trifásico, com 4 *strings* cada, com cerca de 18 painéis por string. Na figura 2 apresenta-se as áreas devidamente numeradas, em que poderão ser instaladas os subsistemas FV.

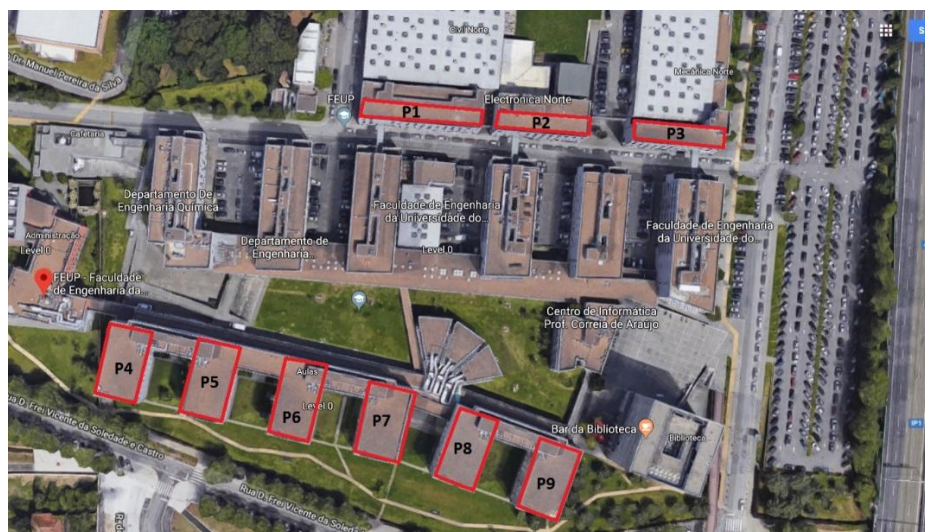


Fig. 2 - Áreas para instalação dos subsistemas da UPAC

As áreas de cobertura para instalação são planas, em placa de betão coberto com tela de isolamento estanque. A solução de fixação de estruturas não deverá recorrer a perfuração ou outros processos que possam comprometer o isolamento. Em anexo apresentam-se algumas fotografias das coberturas.

As áreas livres para a instalação dos painéis é a seguinte:

- Área P1: 321 m²;
- Área P2: 363 m²;
- Área P3: 228m²;
- Área P4, P5, P6, P7, P8 e P9: aproximadamente 430m² cada uma das áreas;

A área total a considerar para a instalação da UPAC será **3492 m²**. As coberturas estão delimitadas por um muro de 70cm de altura. Os muros e outros obstáculos deve ter-se em cota na disposição dos painéis de forma a minimizar o efeito de sombreamento. A disposição vertical/horizontal dos painéis deverá minorar o impacto visual na estética dos edifícios.

Para complementar a informação sobre o local de instalação, pode ser solicitada uma visita técnica às instalações da FEUP. Esta visita técnica às instalações carece de agendamento prévio, estando condicionado à disponibilidade e horários dos mesmos técnicos.

1.1.5. Considerações

O sistema a instalar deverá ser constituído por todos os equipamentos e materiais indicados no ponto “Condições Técnicas Descritivas”, assim como cumprir as características indicadas de cada componente.

De uma forma sucinta o sistema é constituído por: painéis FV, inversores, estruturas de apoio e suporte, cablagem e proteções DC, cablagem e proteções AC, quadros elétricos, sistema de monitorização e contagem.

A responsabilidade técnica da intervenção para a instalação da futura UPAC, caberá a cada empresa/entidade a concurso. Deverão diferenciar as suas propostas de soluções de uma forma clara ao nível técnico e comercial.

Todos os materiais a serem utilizados na instalação deverão estar homologados e certificados de acordo com a regulamentação enquadrada a cada item em causa.

1.1.6. Informações e documentação preliminar

Junto ao presente CE, que constituirá o principal guia de orientação da proposta a ser elaborada, segue um documento (em versão informatizada - *Microsoft Excel*) com recentes consumos energéticos da FEUP, e parâmetros tarifários, necessários à realização dos estudos e análises necessários ao dimensionamento da solução apresentada na proposta a entregar. Outras demais informações, que são importantes para a elaboração da proposta como:

- Esquemas da rede elétrica existente para saber a localização dos PTs e quadros;
- Plantas dos edifícios, nomeadamente das coberturas, afim de estudar as melhores possibilidades de caminhos de cabos a serem estabelecidos;

Esta documentação seguirá em anexo, devidamente referenciada.

Qualquer eventual omissão ou lapso existente no CE não poderá servir de pretexto para uma execução deficiente ou insegura dos trabalhos, pois fica concretamente especificado que o concorrente terá, à face da legislação, total responsabilidade pelo funcionamento perfeito e seguro da UPAC.

1.1.7. Documentação a incluir nas propostas

A proposta final a ser apresentada deverá estar documentada de acordo com as indicações dadas no presente CE, reiterando-se a obrigatoriedade de apresentação de determinados pressupostos como:

- Quantificação das estimativas de produção de eletricidade e de poupança anual de eletricidade face aos gastos atuais, apresentando uma simulação horária de produção de eletricidade de cada um dos subsistemas, simulado com PVSYST;
- Simulação anual da fatura de eletricidade, numa base mensal, com e sem a UPAC, tendo em conta os parâmetros de tarifário apresentado no CE (folha de cálculo com série de consumos e parâmetros tarifários).
- Ficheiros PVSYST com a simulação dos diversos subsistemas da UPAC, de forma a verificar as condições de parametrização da instalação e verificar a simulação de produção.
- Peças desenhadas da intervenção proposta, com indicação dos caminhos de cabos propostos, tipo de estrutura de suporte e respetivas localização;
- Esquemas elétricos multifilar e unifilares, especificando a localização de equipamentos, o caminho de cabos, identificando os painéis por string, identificando as strings por MPPT, o número de strings por inversor, equipamento de proteção e corte, esquema de ligações à massa e ligações à terra.

As propostas a serem entregues deverão ser redigidas em língua Portuguesa.

1.1.8. Exclusões técnicas

Serão excluídas todas as empresas/entidades que não tenham válidos os respetivos alvarás de entidade instaladora e seguros de responsabilidade civil exigíveis por lei.

1.1.9. Prazos

Deverá ser indicado um calendário com o planeamento de implementação da UPAC, estabelecendo os períodos de intervenção em cada um dos edifícios e especificando as datas prevista para o início ou final das intervenções. Na definição das datas, apresentadas nas propostas, deve ter-se em conta que o contrato estará sujeito a penalizações ou pagamentos condicionados por atrasos relativos às datas planeadas. Deverão ser apresentadas as seguintes datas, apresentadas em número de dias após a assinatura do contrato:

- Data prevista de início e fim da intervenção em cada um dos subsistemas ou edifícios.
- Datas, locais, e duração de intervenções invasivas na instalação elétrica existente da FEUP.

- Datas prevista para ligação da instalação à rede elétrica e início de produção.

1.1.10. Segurança

Para além da regulamentação própria de segurança a ser cumprida no âmbito da instalação da UPAC, existem igualmente normas internas de segurança que devem ser asseguradas dado o espaço em causa. Embora não estejam descritas pormenorizadamente essas normas neste documento, a empresa/entidade a quem for adjudicado a intervenção toma conhecimento que existe demais regras, que deverão ser cumpridas. O adjudicatário indicará igualmente o responsável da área de segurança aquando da apresentação da proposta.

Ao nível da legislação evidencia-se o decreto-Lei nº 26/94 de 1 de fevereiro e a Lei 7/95 de 29 de Março, que estabelecem o regime de organização e funcionamento das atividades de segurança, higiene e saúde no trabalho.

1.1.11. Ambiente

O concorrente deverá implementar as condições necessárias para garantir a proteção ambiental durante todas as fases de instalação da UPAC, devendo por isso no âmbito da sua responsabilidade profissional orientar-se pelas regulamentações e diretivas ambientais vigentes. Dado que a instalação de uma UPAC contribui para a diminuição das emissões de CO₂, poderão ser incluídos na proposta relatórios e dados técnicos de simulação obtidos com software específico sobre esse parâmetro e outros tipo de informações relevantes para a causa ambiental .

1.1.12. Organização e coordenação dos trabalhos

Será responsabilidade única do concorrente, que antes da atribuição do presente trabalho de instalação da UPAC, o mesmo se inteire dos condicionalismos que poderão haver, não sendo passível de alegação de desconhecimento como justificação todos os trabalhos não realizados de acordo com o pretendido ou então mal executados.

1.1.13. Execução dos trabalhos

A UPAC deverá ser implementada em conformidade com este CdE e com as demais condições técnicas contratuais a estipular, de modo a assegurar a correta instalação da UPAC e o seu normal funcionamento após entrada em serviço.

Independentemente das informações fornecidas nos documentos a integrar o contrato, entende-se que o concorrente se inteirou nas instalações da FEUP das condições de realização da intervenção. A falta de informação relativas às condições locais, ou a sua inexatidão, só poderá servir de fundamento para reclamações quando os trabalhos a que der origem não estarem inicialmente previstos.

Quando neste CdE não esteja definido os métodos e técnicas a adotar, ficará o concorrente obrigado a seguir, no que seja aplicável aos trabalhos a realizar, as Normas Portuguesas, Normas

Internacionais, e as especificações e documentação de homologação de organismos oficiais e entidades detentoras de patentes.

A responsabilidade de todos os trabalhos incluídos no contrato e o comprimento dos pontos estabelecidos neste CdE, será sempre da entidade a quem for adjudicado a instalação da UPAC, independentemente de que for o executante.

1.1.14. Alterações e trabalhos suplementares

Durante o período que decorrer a intervenção, o adjudicatário poderá ser sujeito a trabalhos alterações e/ou trabalhos suplementares que carecerão sempre do acordo prévio entre ambas as partes intervenientes.

O concorrente poderá propor a substituição de componentes e/ou materiais previstos neste CdE por outros que considere preferíveis, mas esta ação deverá sempre ser validada pelo cliente, sendo que para isso o concorrente deverá juntar todos os elementos técnicos necessários à sua perfeita apreciação.

1.1.15. Fiscalização e controlo dos trabalhos

O cliente reserva-se o direito de fiscalizar como entender todos os trabalhos e verificar o cumprimento dos documentos contratuais estabelecidos, devendo nessa situação o cliente informar a empresa a quem foi adjudicado o trabalho, da identificação das pessoas e/ou entidades que irão exercer a fiscalização. Esta fiscalização, no entanto, não exclui nem diminui a responsabilidade da empresa, única responsável pela perfeita instalação da UPAC, fornecimento de materiais e equipamentos, assim como pelo cumprimento do contrato estabelecido e toda a legislação em vigor adequada à intervenção em causa.

1.1.16. Receção dos materiais

Os elementos da instalação, assim como os materiais que a constituem, deverão obedecer às disposições da R.T.I.E.B.T. já referenciadas anteriormente e ainda às normas e especificações nacionais, ou, na sua falta, às da Comissão Eletrotécnica Internacional e/ou CENELEC, ou a outras aceites pelas entidades fiscalizadoras nacionais. Poderá verificar-se a necessidade de apresentação de certificados comprovativos de conformidade.

Todos os materiais a utilizar na instalação da UPAC, devem ser certificados, em conformidade com as normas aplicáveis e ter inscrito o símbolo de certificação europeia.

1.1.17. Garantias e Responsabilidades

Após a entrada em funcionamento da UPAC, assim como verificado o cumprimento do ponto anterior, é iniciado o período inicial de garantia global de todo o sistema que nunca poderá ser inferior a 2 anos.

Relativamente aos painéis FV, e de acordo com as indicações do ponto respetivo, o período de garantia de produção deverá atingir um limite mínimo temporal de 25 anos.

Caberá ao fornecedor/concorrente de cada solução proposta, a responsabilidade técnica da futura instalação de UPAC. Deverá o concorrente garantir que apresenta as melhores soluções técnicas, assim como o cumpre as garantias indicadas no presente ponto.

Todos os equipamentos, acessórios e outros demais materiais que serão implementados na UPAC, deverão estar salvaguardados por uma garantia de 2 anos contra defeitos de fabricação, incorreta instalação, incorreta escolha de produtos adequados, excetuando os painéis FV cuja garantia deverá ser no mínimo de 8 anos a partir do momento em que é realizada a receção provisória.

Uma vez expirado o período de garantia, a entidade a quem foi adjudicada a obra, compromete-se a reparar os defeitos que possam ocorrer se for verificado e comprovado que a sua origem vem de defeitos ocultos do projeto, construção, materiais ou montagem, responsabilizando-se a corrigi-los sem custo para o cliente.

1.1.18. Verificações e inspeções técnicas

Deverão ser estabelecidos procedimentos de inspeções e verificações periódicas afim de avaliar o desempenho e estado de conservação da UPAC. Esta inspeção e verificação deverá ter 2 níveis de abrangência:

- um de âmbito mais elementar e cuja responsabilidade poderá ser atribuídas aos serviços técnicos de manutenção
- inspeção de âmbito mais geral, a atribuir a empresas e entidades especializadas;

Na proposta o concorrente deverá enumerar esses procedimentos e ações, assim como sugerir a quem delegar essas atuações de acordo com os níveis aqui definidos.

1.1.19. Qualidade

Afim de garantir o mínimo de qualidade e de segurança das instalações, os materiais e os equipamentos elétricos integrados numa unidade de produção (UP) devem observar o cumprimento das Diretivas comunitárias, designadamente a Diretiva 2006/95/CE de colocação de equipamentos elétricos em mercado, que culminam na marcação CE.

Para além das citadas condições, os equipamentos devem observar ainda os princípios definidos nas normas europeias aplicáveis a cada tipo de equipamento, publicadas pelo CEN/CENELEC ou, caso não tenham sido estabelecidas e publicadas normas europeias, nas publicadas pela ISO/IEC ou ainda com as normas ou especificações técnicas portuguesas conforme descrito na legislação em vigor (artigo 20.º do DL 153/2014).

1.1.20. Receção provisória e definitiva da instalação

A entidade adjudicada responsável pela instalação da UPAC, deverá providenciar um documento ao cliente, onde discriminará todos os componentes, materiais e manuais usados

na instalação da UPAC, assim como os manuais de manutenção quando seja o caso. Toda esta documentação deverá estar em português. Além deste documento facultará cópia de todos os manuais respetivos.

Após terminados todos os trabalhos previstos, e realizados todos os ensaios necessários à avaliação do funcionamento da UPAC deverá ser efetivado a receção provisória da UPAC. Note-se que qualquer anomalia ou falha verificada neste período deverá ser assegurada pela empresa responsável pela instalação da UPAC, não sendo o cliente sujeito a qualquer encargo adicional.

A partir do momento em que for efetuada a receção provisória da UPAC, é iniciado o período de garantia inicial definido, sendo que após o término deste tempo será feita a receção definitiva da UPAC.

1.1.21. **Manutenção e exploração**

Deverá ser previsto um plano de manutenção e exploração para a UPAC a instalar, de forma a assegurar que a mesma funciona corretamente por um maior período possível, e a minimizar quebras de produção que possam ocorrer devido a anomalias que possam surgir.

Este plano de manutenção e exploração a ser incluído na proposta do concorrente deverá incluir o tipo de manutenção a ser praticada, procedimentos, intervenções previsíveis a ser realizadas bem como as periodicidades associadas. Enumera-se seguidamente alguns procedimentos que normalmente devem ser incluídas no plano de manutenção:

- Procedimentos para verificação da correta operação da instalação;
- Procedimentos a serem realizados em caso de falha do sistema;
- Procedimentos de emergência para desligar e isolar a UPAC;
- Procedimentos para a manutenção e limpeza dos módulos FV;
- Recomendações de cuidados, restrições e implicações em obras futuras na área ocupada pela UPAC.

Salienta-se que existe documentação que normaliza os procedimentos a realizar, nomeadamente o IEC 62446 *Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance*:

- *Part I: Grid connected systems - Documentation, commissioning tests and inspection;*
- *Part II: Grid connected systems - Maintenance of PV systems;*
- *Part III: Outdoor infrared thermography of photovoltaic modules and plants.*

No caso do tipo de manutenção preventiva, deverá estar incluído no mínimo as seguintes ações de manutenção:

- Inspeção geral da UPAC;
- Verificação das proteções elétricas;
- Verificação do estado dos painéis FV e das ligações;
- Verificação do estado do inversor;
- Verificação do estado dos cabos e ligações;
- Verificação da limpeza dos componentes do sistema: painéis, inversores e outros componentes.

A periodicidade de todos os procedimentos e atividades deverá ser bem explícita na proposta, no entanto nunca deverá ser inferior a pelo menos uma vez por ano.

1.2. Condições Técnicas descritivas

1.2.1. Pressupostos

Relativamente às infraestruturas elétricas atualmente existentes na FEUP, a alimentação de energia elétrica é realizada em média tensão, existindo 3 postos de transformação interligados entre si e que constituem a rede interna da FEUP. Cada posto de transformação tem 2 transformadores de 800 KVA, sendo um deles também posto de seccionamento.

Dispõe de dois geradores de emergência, um de 630 KVA que alimenta o conjunto de edifícios e outro de 220 KVA destinado unicamente ao fornecimento de alimentação de emergência do Centro de Informática.

Praticamente toda a rede de distribuição é assim constituída por quadros rede e de emergência, sendo estes destinados a alimentar parte da iluminação e equipamentos tais como elevadores, bombas de água, centrais de deteção de incêndios, central telefónica, bastidores da rede estruturada e outros equipamentos de segurança.

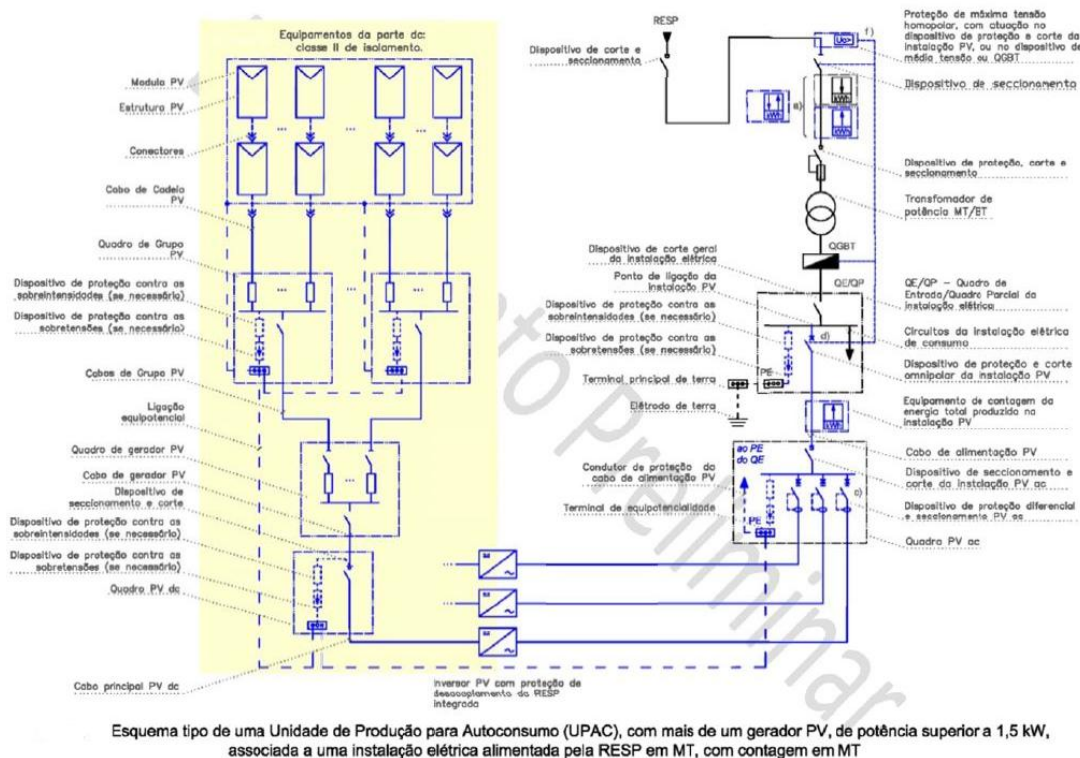
As canalizações principais, de alimentação dos quadros de entrada de cada edifício circulam por uma galeria técnica visitável. A partir destes quadros elétricos, as canalizações são realizadas fundamentalmente através de cabos montados em esteiras por cima de tecto falsos, alimentando quer quadros parciais, quer circuitos terminais. Em cada edifício, uma courette técnica permite a alimentação dos quadros de cada um dos pisos.

A rede de terra da instalação é constituída por um emalhado realizado nas fundações dos diferentes edifícios e interligando-as, obtendo-se assim uma resistência de terra de valor inferior a 1 ohm.

Em função deste panorama, pretende-se que os vários subsistemas FV que constituirão a UPAC estejam integrados na rede elétrica em BT e distribuídos de uma forma equilibrada.

As plantas das infraestruturas elétricas da FEUP, deverão ser facultadas em anexo conforme descrito no presente documento, assim como outros documentos também necessários.

Relativamente ao esquema base da UPAC a instalar, será de acordo com a norma HD-60364-7-712 e cujo enquadramento foi feito no documento da Comissão Técnica de Normalização Eletrotécnica - CTE 64, terá o esquema tipo que é apresentado na figura seguinte. Na proposta a ser apresentada deverá estar contemplado a apresentação esquemática real da UPAC instalada.



No estudo que foi elaborado sobre a UPAC proposta neste CE, o valor indicativo de referência é de **220 kW**. Este valor é fundamentado a partir da potência nominal dos inversores a instalar. O valor é meramente indicativo, podendo existir variações significativas na potência a instalar no sistema FV, proporcionando-se um melhor aproveitamento global do sistema e das condições externas (temperatura, radiação solar, ventilação, etc.), mas nunca poderá ultrapassar a potência contratada da instalação. Qualquer proposta a apresentar-se deverá ter essa caracterização bem fundamentada.

1.2.2. Painéis/Módulos fotovoltaicos

Relativamente ao tipo de tecnologia dos painéis/módulos fotovoltaicos que serão apresentados na proposta, deverão ser evidenciados os motivos que justificaram a sua escolha. Deverão estar de acordo com a legislação atualmente vigente para a tecnologia fotovoltaica, assim como respeitar o presente CE, particularmente nos pontos a que se lhe digam respeito.

Ao nível de potência por painel, estipulou-se em **290Wp** o valor de referência base para a concretização das propostas a apresentar. Quanto ao rendimento que cada painel deve providenciar, deve estar de acordo com a performance mínima que atualmente já se consegue obter, daí que se estipule o valor de **16%** como o mínimo de eficiência a que a solução apresentada na proposta deverá respeitar.

Salienta-se que os equipamentos passíveis de serem utilizados, devem constar da listagem em anexo.

Dado que estes valores de desempenho se vão deteriorando ao longo do tempo, deverão ser apresentados ainda os valores *standard* de deterioração previsível para um período mínimo de funcionamento de 25 anos. Deverão ainda ser apresentados na proposta demonstrações da

garantia de desempenho dos painéis FV, que serão verificados e comparados aquando do arranque da instalação e com os painéis FV ainda novos. Será expectável que o valor de desempenho seja aproximadamente o mesmo inicialmente. Deverá evidenciar-se pelo menos para além da eficiência dos painéis FV na situação de novos, a eficiência na situação em pleno funcionamento, e a eficiência após 25 anos de funcionamento.

As garantias facultadas pelo fabricante deverão ser indicadas, assim como putativos custos associados, quais as periodicidades definidas, e especificamente se as mesmas dizem respeito só a fatores construtivos do painel, ou estão associadas a características de desempenho energético.

Os painéis FV, deverão ser organizados em *strings* homogéneas e instalados previsivelmente na cobertura dos edifícios indicados no presente CdE. O número de painéis FV que irá compor cada string deverá ser adequado às características do inversor proposto, nomeadamente ao MPPT do equipamento.

Deverão ser previstos nos painéis FV, proteção das células fotovoltaicas na eventualidade de estas serem parcialmente encobertas, podendo ser asseguradas por exemplo por díodos de bypass ou outro tipo de proteção equivalente.

Deverá estar garantido que ao nível de aparelhagem de proteção e corte, em cada *string* são usados fusíveis, dimensionados para $3.I_{SC}$, e que a corrente máxima inversa suportada pelo módulo está comprovada.

Deverá garantir-se que no acoplamento entre painéis exista uma estanquicidade perfeita, assim como com outro tipo de acessórios e materiais, como com cabos elétricos exteriores ou na fixação à sua estrutura de suporte.

Na documentação técnica a ser disponibilizada na apresentação de propostas, deverá estar incluída todos os certificados e relatórios técnicos de construção do equipamento, funcionamento e de desempenho disponibilizados pelo fabricante do painel. Realça-se a necessidade de os painéis FV observarem determinadas especificações, nomeadamente a IEC 61730 e outras especificações IEC enquadradas com o tipo de tecnologia proposta.

Salienta-se que constituirá uma mais valia para a proposta todos os elementos diferenciadores que possam ser apresentados, relativamente a outras soluções propostas.

1.2.3. Inversores

Na proposta a entregar deverá ser feita a descrição das principais características técnicas dos inversores propostos, de forma a contribuir para a existência de uma diferenciação clara no tipo e modelos de inversores proposto. Não existe requisitos particulares relativamente a marcas previamente escolhidas, no entanto deverá estar garantido aquando da proposta da solução de inversores a utilizar, que os mesmos satisfazem requisitos fundamentais como:

- Existência de garantia técnica da marca, devendo ser pormenorizada o período, nível de assistência e a abrangência da mesma;
- Enquadrado no regime sincronizado de funcionamento relativamente à RESP;
- Constar da listagem publicada na página eletrónica da DGEG, em que são indicados os equipamentos aprovados para o regime regulado pelo DL 153/2014 de 20 de outubro.

- Ao nível de certificações será espectável, que o inversor esteja certificado no âmbito *International Electrotechnical Comissions (IEC)* nos *standard* aplicados aos sistemas fotovoltaicos.

A localização dos inversores deverá ser na área dos postos de transformação ou dos quadros elétricos existentes nos edifícios. Relativamente à distribuição dos mesmos deverá ser feita de forma a estar o mais próximo das cargas, podendo assim estarem localizados em um ou vários postos de transformação ou nos quadros elétricos do edifício em causa conforme a solução proposta pelo concorrente.

Indicou-se estas áreas dado que são espaços adequados para a instalação de inversores, devido à proteção que oferecem contra agentes atmosféricos e à proximidade dos centros de carga.

O inversor deverá incorporar aparelhagem de proteção e corte, e no caso de não ter apresentar as alternativas.

Cada *string* de painéis FV deve estar ligada numa entrada Maximum Power Point Tracking (MPPT) do inversor, devendo ser encontrado um equilíbrio em o número de painéis de cada string, a quantidade de strings a ligar e a potência máxima do inversor.

Na escolha do inversor deverá ser salientado o desempenho técnico do mesmo, nomeadamente a curva de eficiência e a gama de tensão MPPT.

Ao nível de monitorização e software o inversor deverá ter capacidade de monitorizar as variáveis da UPAC, nomeadamente produções globais do sistema e parciais (por string).

Sintetizando, será importante na apresentação da proposta que o inversor seja caracterizado tecnicamente por: o tipo de tecnologia, a eficiência do mesmo, a potência do equipamento, as tensões utilizadas, o nº de MPTT, o nº de entradas, a quantidade de equipamentos necessários para a intervenção em causa, as certificações do inversor, a existência de software de monitorização e as opções de localização mais válidas para a instalação.

1.2.4. Cablagem

Ao nível de cablagem diferencia-se a cablagem a montante do inversor, relativa à infraestrutura elétrica já existente como cablagem AC, e a jusante do inversor desde este até aos painéis FV como cablagem DC, pelo que no descritivo da proposta a apresentar deverá existir essa separação.

Ambos os cabos DC como os cabos AC deverão ser certificados, e adequados para o tipo de instalação em causa, de acordo com as R.T.I.E.B.T. .

O dimensionamento das cablagens (tipo/número de condutores/seção) que serão utilizadas terá de ser justificada, distinguindo as partes AC e DC, identificando as quedas de tensão previstas e correntes máximas. Relativamente às quedas de tensão reitera-se que estas deverão estar dentro dos limites máximos regulamentados.

O dimensionamento dos componentes DC deverá contemplar adequadas situações limite de irradiância e de temperatura, nomeadamente irradiância elevada conjugada com temperatura ambiente máxima (1000W/m² , 50°C) ou temperatura ambiente baixa (1000W/m² , -5°C).

1.2.5. Quadros elétricos

A UPAC deverá ter ligação à infraestrutura elétrica existente através dos quadros elétricos existentes nos edifícios, mas preferencialmente aos quadros gerais dos edifícios ou ao Q.G.B.T. do posto de transformação. Seguidamente indicam-se os quadros que estão nas proximidades de cada edifício, conjugado com a denominação inicial dos vários subsistemas da UPAC:

- Edifício B
 - P4 - QAA;
 - P5 - QAC0;
 - P6 - QAE1;
 - P7 - QAG1;
 - P8 - QA1;
 - P9 - QAL;
- Edifício J:
 - P2 - QGELN;
- Edifício H:
 - P1 - QGCVN;
- Edifício M:
 - P3 - QGMCN.

A ligação da UPAC ao QGBT dos postos de transformação deverá ser a última opção de ligação da UPAC à infraestrutura existente, devendo ser avaliada sempre a hipótese de ligação a outros quadros elétricos localizados nas proximidades quando a capacidade de absorção do quadro de cada edifício seja excedida.

A proteção contra contactos indiretos deve ser garantida por dispositivos de proteção diferencial. Deverá ser do tipo B quando o inversor PV conseguir introduzir, por construção, correntes de defeito DC na infraestrutura elétrica.

Deverão ser apresentados na proposta todos os esquemas de princípio, com a inclusão da infraestrutura elétrica a ser instalada na infraestrutura já existente.

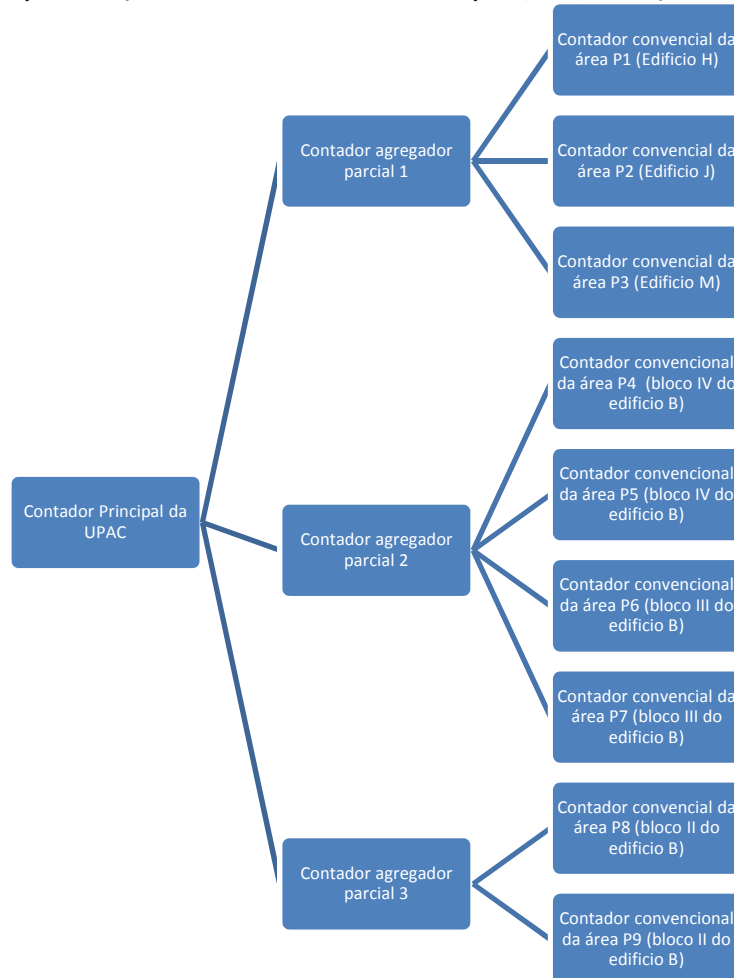
1.2.6. Sistema de contagem de energia elétrica

A proposta a apresentar deverá contemplar o fornecimento, instalação, comissionamento e colocação em serviço de um sistema de contagem de energia, associada à instalação UPAC.

Tendo, no entanto, por base o DL 153/2014, deverá ser considerado a instalação de um único equipamento de contagem de produção colocado junto do equipamento de contagem de energia consumida na instalação de utilização. A responsabilidade pela selagem do equipamento de contagem será do operador de rede.

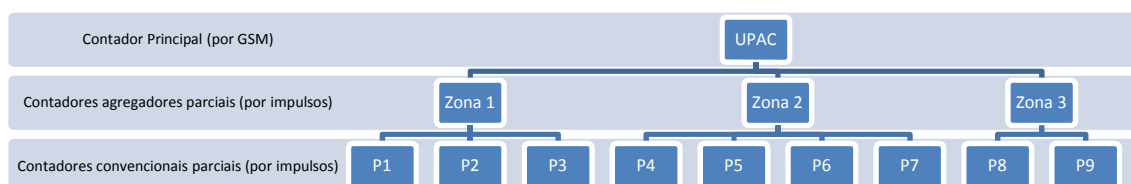
Salienta-se, no entanto, que dado a configuração distribuída que se pretende com a UPAC, e querendo-se enquadrar na rede interna em BT da infraestrutura elétrica da FEUP, o conceito de um único ponto de contagem é a perspetiva habitualmente utilizada e que poderá obrigar a reorganizar a rede de instalações elétricas interna. Não se pretendendo com a intervenção em causa, provocar alterações significativas na infraestrutura existente, e considerando que a UPAC deverá estar ligada aos diversos Quadros Elétricos deverá ser criada uma rede de contadores de energia que interligam com o contador de energia principal da UPAC que deverá ser único.

Esta rede de contadores deverá ser estabelecida hierarquicamente conforme diagrama seguinte, com um contador principal da UPAC que será o equipamento que fará a comunicação de toda a produção ao Operador de Rede de Distribuição (ORD) no topo desta hierarquia.



A cada uma das áreas em causa (P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7, P8 e P9) onde serão instalados sistemas FV, estará associado um contador de energia convencional que deverá ser instalado nos quadros elétricos que farão a ligação do sistema FV à infraestrutura elétrica já existente. Assim o número de contadores convencionais deverá ser de 9 unidades, e todos eles deverão estar conectados a contadores agregadores parciais que farão a interligação ao contador principal da UPAC. Deverão ser 3 o número mínimo de contadores agregadores, com a definição dos equipamentos associados a ser feita de acordo com o descrito no diagrama.

A comunicação dos contadores parciais deverá ser assegurada com comunicação por impulsos, e a comunicação do contador principal ao ORD a ser via GSM.



1.2.7. Sistemas de fixação e montagem dos painéis na cobertura

O tipo de montagem do sistema FV será integrado nas coberturas planas dos vários edifícios já referenciados anteriormente neste CE.

Deverá garantir-se que no acoplamento entre painéis exista uma estanquicidade perfeita, assim como com outro tipo de acessórios e materiais, como com cabos elétricos exteriores ou na fixação à sua estrutura de suporte.

Relativamente a parâmetros de instalação, deverá ser indicado a inclinação (que deverá ser denominado de parâmetro α) que o mesmo deverá observar entre o plano da cobertura e o plano dos painéis FV.

A fixação da estrutura em causa, poderá ser feita por várias maneiras, como por meios mecânicos (por exemplo furações na cobertura, ou através de colagem) , sistemas de construção civil ou outros suportes. Qualquer que seja a forma de fixação da estrutura à cobertura, deverá ser apresentada o período de garantia e a abrangência da garantia do sistema de fixação. Deverá ainda ser expresso os limites técnicos da estrutura, afim de se verificar que está garantida a integridade das mesmas em conformidade com as coberturas planas.

A capacidade da cobertura suportar todo o sistema da UPAC deverá ser previsto, e apresentado na proposta.

1.2.8. Caminhos de cabos

O concorrente deverá definir os caminhos apropriados para a passagem de cabos, nomeadamente calhas técnicas ou esteiras metálicas de suporte, que farão a interligação dos troços entre as *strings* de painéis FV, caixas de junção e inversores.

Conforme se pode observar nas fotografias do anexo C, será desejável que os caminhos de cabos sejam instalados de forma a que sejam criados corredores de acesso pedonal centrais e/ou laterais, de forma a assegurar a manutenção necessária dos painéis FV quando necessário.

1.2.9. Ligação às infraestruturas elétricas

Nos esquemáticos a serem disponibilizados na proposta com a forma de ligação às infraestruturas existentes, deverá ser apresentado a rede de terras da UPAC e a sua interligação, assim como a forma de proteção contra descargas atmosféricas.

No âmbito da proteção contra descargas atmosféricas deverá ser minimizado as distâncias entre os cabos de polaridade positiva e de polaridade negativa, para evitar tensões de passo. A exposição dos cabos deverá minimizada o mais possível, e a seção mínima do cabo a ser observada na ligação equipotencial de todas as massas é de 4mm².

A rede de terras da UPAC que observará a regulamentação existente para este tipo de sistemas, deverá prever proteções adequadas para garantir a segurança de pessoas e bens.

1.2.10. Sistemas de monitorização e controlo

Ao nível de contagem de energia, dado o enquadramento distribuído pretendido, deverá ser estabelecida a possibilidade de leitura parcial de cada uma das produções em cada um dos edifícios. O objetivo principal destas leituras parciais será estatístico, no entanto deverá existir

um equipamento de contagem principal que hierarquicamente estará no “topo” da UPAC e enviará a informação relativa à produção para o Operador de Rede de Distribuição.

Para além de contagem de energia, o equipamento deverá ter outras opções de monitorização de dados, que constituirá uma mais valia para a proposta a sugestão de um equipamento com um maior número de funções e apresentação de dados.

1.2.11. Documentação exigível

A proposta deverá observar a informação disponibilizada neste CE, e ao nível de peças desenhadas seja desejável que respeite a seguinte sequência:

1. Esquema de princípio da UPAC geral e por edifícios;
2. Implantação da UPAC por strings e por inversor;
3. Implantação da UPAC nas coberturas dos edifícios;
4. Infraestrutura do lado DC;
5. Infraestrutura do lado AC;
6. Interligações à rede e às infraestrutura elétricas existentes;
7. Pormenores de montagem;

As escalas a serem utilizadas, deverão ser bem enquadradas a cada peça desenhada, sob pena de ser feita uma má interpretação ou tornar-se ilegível.

Toda a documentação técnica dos equipamentos e materiais a serem indicados na proposta a entregar deverá ser anexada à respetiva proposta.

1.3. Critérios de Análise e Adjudicação

1.3.1. Indicadores do desempenho

A forma de avaliar o desempenho um sistema fotovoltaico não é um processo linear, uma vez que não existe um parâmetro intrínseco ao sistema que permita de uma forma clara indicar qual é o melhor sistema fotovoltaico. No entanto existem múltiplos indicadores que são aceites por diversas organizações e entidades internacionais ligadas ao meio da tecnologia fotovoltaica, e que positivamente contribuem para encontrar o sistema fotovoltaico que melhor se enquadra a cada caso especificamente. Estes indicadores estão relacionados com as características técnicas do sistema e/ou componentes do sistema e com as estimativas espectáveis globais do sistema FV.

Pretende-se que na proposta a entregar estejam contemplados alguns destes indicadores, assim como os pressupostos em que foram baseados. Acrescente-se que um maior número de indicadores em termos de apreciação da proposta constituirá uma mais valia para a mesma.

De entre os vários indicadores existentes salienta-se:

- Performance Ratio;
- Garantias;
- Coeficiente de temperatura dos painéis FV;

- Razão entre Energia produzida anualmente e a potência instalada DC;
- Razão entre Energia produzida anualmente e a potência instalada AC;
- Quociente da Energia produzida anualmente e o custo do investimento;
- Relação do custo de investimento e a potência instalada do sistema FV;
- Percentagem da potência instalada por área.

Performance Ratio

É o nome dado à relação entre a possível produção de energia real, ou seja o rendimento real, e a produção de energia teórica, ou seja o rendimento estimado. Em termos práticos quanto mais próximo dos 100% melhor é o sistema, embora atualmente os valores mais praticáveis seja na ordem dos 80%, e assim os sistemas que estão situados nessa gama podem ser considerados os mais eficientes atualmente.

Garantias

Relativamente às garantias associadas a um sistema FV, será distinguível 2 tipos:

- Garantias dos equipamentos e/ou instalações - Dizem respeito aos períodos mínimos de proteção contra defeitos e outras anomalias. No caso dos painéis FV atualmente esses períodos estão a serem praticados situam-se nos 12 anos, enquanto que nos inversores se situa nos 10 anos.
- Garantias de performance/desempenho - Estão relacionados com as estimativas de produção determinadas para cada sistema FV especificamente. No caso da produção dos painéis FV comercialmente verifica-se já garantia de 90% para um cenário de 12 anos, ou de 80% para 25 anos.

Coeficiente de temperatura dos painéis FV

Trata-se um parâmetro que indica o nível de variação da tensão V_{DC} ou da corrente I_{SC} em função da variação da temperatura nos painéis FV, sendo designado por α ou β respetivamente. Atualmente considera-se um painel FV apresenta um bom coeficiente de temperatura quando o parâmetro α é inferior a $-0,30\%/K$.

Razão entre Energia produzida anualmente e a potência instalada DC

Trata-se um indicador que traduz a relação aritmética entre a energia produzida ao ano pela UPAC, e a potência instalada DC do lado da entrada do inversor.

Razão entre Energia produzida anualmente e a potência instalada AC

Trata-se um indicador que traduz a relação aritmética entre a energia produzida ao ano pela UPAC, e a potência instalada AC do lado da saída do inversor.

Quociente da Energia produzida anualmente e o custo do investimento

Trata-se um indicador económico que traduz o custo da energia produzida. Este indicador reflete alguma segurança relativamente ao sistema.

Relação do custo de investimento e a potência instalada do sistema FV

Trata-se também de um indicador económico, mas que nem sempre deve ser notado como um bom indicador, pois pode ser enganador o seu valor.

Supondo um custo de investimento igual para 2 cenários com sistemas FV de potências instaladas diferentes, o indicador mais baixo nem sempre pode traduzir o melhor sistema. Neste caso dependerá sempre do desempenho do sistema FV.

Percentagem da potência instalada por área

Também este indicador pode induzir em más interpretações, embora normalmente uma maior percentagem signifique um melhor sistema FV.

Conjeturando 2 áreas iguais com o modo de instalação dos equipamentos iguais, assim como o tipo de componentes do sistema FV, à priori o sistema com um indicar mais alto será um melhor sistema.

1.3.2. Características de produção

Na proposta a apresentar deverá ser indicado os valores estimados de energia elétrica da UPAC, particularmente:

- a) Produção anual e produções mensais;
- b) A produção absorvida pelo autoconsumo;
- c) Excesso de produção, que deverá ser injetada na RESP, com a distinção dos períodos de semana e fins de semana.
- Para além dos valores em kWh pretende-se que seja indicado as percentagens respetivas em relação ao valor total de energia produzida.

Na apresentação destes dados, deve ser especificado todo e qualquer software utilizado, bem como todos os pressupostos em que foi desenvolvido e testado. Relativamente a isso enumera-se seguidamente alguns os pressupostos mínimos que devem ser descritos:

- Inclinação e orientação;
- Descrição dos painéis FV: Potência de cada painel FV, número total de painéis;
- Especificação dos inversores: Potência de cada inversor, número de inversores;
- Potência nominal e potência de pico da UPAC;
- Número de *strings* e associação proposta entre *strings* e inversores;

Acrescente-se que deve ser enviado conjuntamente com a proposta o ficheiro respetivo com a simulação desenvolvida e a apresentação em modelo 3D da UPAC.

1.3.3. Aspetos de segurança

O concorrente deverá desenvolver e especificar o Plano de Segurança e Saúde em projeto de modo a complementar as medidas aí previstas. A verificação de existência de riscos não previstos no Plano de Segurança e Saúde no decorrer da instalação da UPAC, irá desencadear que o concorrente tenha de alterar o plano inicial.

1.3.4. Estimativas de poupança energética e económica

Através da instalação da UPAC será expectável uma redução do consumo de energia elétrica comparativamente ao panorama atual, e consequentemente uma redução económica na fatura elétrica. Deverá ser indicado na proposta a poupança energética estimada (em MWh), assim como a previsão da poupança económica anualmente. Associado a esta análise deverá ser indicado o tempo de retorno do investimento, devendo para isso discriminar também a tarifa simples (€/kWh) sem inclusão da UPAC, e a tarifa elementar com a instalação da UPAC.

1.3.5. Custos envolvidos

Na proposta a entregar deverá ser apresentado para além do preço global da UPAC, o mapa de quantidades e respetivos preços unitários, o prazo de validade da proposta, as condições de pagamento e outras condições julgadas úteis.

O preço global abrangerá todas as despesas direta e indiretamente necessárias à execução da obra, sejam materiais, mão-de-obra e equipamentos, taxas ou impostos relativos à instalação e outros encargos (seguros, selos de contrato) que são da única e exclusiva responsabilidade do concorrente.

1.3.6. Equipamentos incluídos

A UPAC deve ter incluir os equipamentos necessários ao seu normal funcionamento e de acordo com o esquemático base apresentado no presente documento. Os blocos principais que constituirão a UPAC serão:

- Painéis FV;
- Estrutura de apoio e suporte
- Inversores
- Sistema de monitorização
- Quadros elétricos
- Sistemas de proteção
- Cablagens

1.3.7. Viabilidade económica

Deverão ser facultados na proposta a entregar os dados relativos à viabilidade do projeto, nomeadamente o custo que se poupa na fatura elétrica ao ano com a instalação da UPAC, e a relação do investimento inicial com o tempo de retorno do investimento.

Para melhor fundamentar estes dados económicos deverão ser incluídos relatórios e informações obtidas a partir do software utilizado.

1.3.8. Decisão da Adjudicação

A decisão final sobre qual a proposta a ser a escolhida, resultará da análise de diversos parâmetros com pesos diferenciados para cada um dos critérios. Os critérios base serão:

- a) Custo (25%);
- b) Produção (20%);
- c) Características técnicas e funcionais (35%):
 - a. Configuração do sistema (5%);
 - b. Qualidade dos equipamentos (20%);
 - c. Serviços de manutenção (5%);
 - d. Sistemas de monitorização (5%);

- d) Prazos e execuções (10%):
- e) Condições de pagamento (10%)

ANEXOS

Anexo A - Check-list Cliente

Anexo A - Check-list técnico a preencher pelo Cliente

	Nome do ficheiro a apresentar	Verificação (Sim/Não/NA)	Observações
(1) Documentação a fornecer ao Concorrente do Concurso:			
1.1 - Ficheiro de caracterização da infraestrutura existente			
1.1.1 - Tipo de alimentação:			
1.1.2 - Potência instalada:			
1.1.3 - Infraestruturas elétricas existentes e sua caracterização (nomeamento Q.E. e Geradores):			
1.1.4 - Valor médio de carga por edifício:			
1.1.5 - Tarifário atual e CPE			
1.2 - Histórico de consumo			
1.2.1 - Faturação mensal detalhada (um ou vários meses):			
1.2.2 - Dados do consumo horário diário/mensal/anual (diagrama de carga):	Ficheiro em excel		
1.3 - Documentação de Caracterização do local e espaço			
1.3.1 - Identificação da morada, incluindo coordenadas GPS:			
1.3.2 - Planta do espaço:			
1.3.3 - Disponibilidade de área do telhado, fachadas e/ou superfícies disponíveis na envolvente:			
1.3.4 - Formato do telhado, e tipo de cobertura:			
1.3.5 - Informações sobre sombreamentos conhecidos:			
1.3.6 - Acessos (poderá ser necessário instalação de gruas ou andaimes, etc):			
1.3.7 - Outras condicionantes arquitectónicas e ambientais:			
1.3.8 - Fotografias de algumas das coberturas:			
1.4 - Informação obrigatória a entregar pelo concorrente na proposta			
1.3.1 - Orientação e inclinação em que se basearam:			
1.3.2 - Fornecimento da localização e área previsível da UPAC:			
1.3.3 - Indicação da marca/modelo e potência do painel FV proposto:			
1.3.4 - Estimativa de potência nominal instalada:			
1.3.5 - Caracterização da instalação: nº painéis FV total, nº strings, nº painéis por string, nº de inversores:			
1.3.6 - Estimativa de energia anual total produzida pela UPAC:			
1.3.7 - Estimativa de energia anual vendida à rede:			
1.3.8 - Cálculo de % máxima de energia produzida e vendida à rede:			
1.3.9 - Estimativa das perdas: nos painéis, nos inversores e na cablagem:			
1.3.10 - Estimativa da poupança obtida com a instalação da UPAC: energeticamente e economicamente:			
1.3.11 - Indicação do software de simulação utilizado:			
1.3.12 - Viabilidade económica do projeto:			
1.3.13 - Peças desenhadas de acordo com o índice de peças desenhadas descrito no caderno de encargos:			

	Nome do ficheiro a apresentar	Verificação (Sim/Não/NA)	Observações
(2) Fase de Avaliação Técnica da Proposta			
2.1 - Paineis FV			
2.1.1 - Indicação do modelo/marca do módulos FV a instalar?			
2.1.2 - Indicação da tecnologia utilizada nas células fotovoltaicas?			
2.1.3 - Garantias e Certificados dos painéis FV?			
2.1.4 - Justificação da escolha proposta para os painéis FV?			
2.1.5 - Anexada a documentação e manuais técnicos referente à marca/modelo?			
2.1.6 - Respeitam as condições mínimas de desempenho descritas no caderno de encargos?			
2.1.7 - Indicada a eficiência dos painéis FV novos?			
2.1.8 - Indicada a eficiência dos painéis FV em normal funcionamento?			
2.1.9 - Indicada a eficiência dos painéis FV ao fim de 25 anos de funcionamento?			
2.1.10 - Indicado o tempo de vida útil do equipamento?			
2.1.11 - Indicados os graus de proteção do equipamento?			
2.2 - Estrutura de suporte e apoios necessários			
2.2.1 - Indicada o tipo de estrutura de suporte utilizada?			
2.2.2 - Indicado a forma de fixação à cobertura?			
2.2.3 - Indicada a resistência de estruturas dos apoios dos painéis FV?			
2.2.4 - Apresentação da inclinação da estrutura de suporte dos painéis FV?			
2.2.5 - Apresentado algum estudo de estruturas detalhado sobre os componentes da UPAC?			
2.2.6 - Proposta e apresentada solução para a limpeza dos painéis FV?			
2.2.7 - Apresentados caminhos específicos e dedicados para a UPAC?			
2.2.8 - Identificada as melhores formas de acesso à UPAC?			
2.2.9 - Propostas diferentes soluções de acesso à UPAC?			
2.2.10 - Garantia do não sombreamento entre painéis FV?			
2.2.11 - Não obstrução na cobertura, particularmente dos topos?			
2.2.12 - Garantia de corredores de emergência?			
2.2.13 - Levantamento do nº de painéis e carga respectiva a instalar por cobertura?			
2.2.14 - Identificação e justificação da orientação e inclinação da UPAC?			
2.2.15 - Identificação e justificação do nº de strings, e de painéis FV?			
2.2.16 - Identificada as melhores formas de acesso à UPAC?			
2.2.17 - Garantias e Certificação existentes?			
2.2.18 - Respeitam as condições mínimas de desempenho descritas no caderno de encargos?			
2.3 - Inversores			
2.3.1 - Indicação do modelo/marca dos inversores a instalar?			
2.3.2 - Caracterização e especificação do inversor proposto?			
2.3.3 - Garantias e dos inversores?	Anexar comprovativo		
2.3.4 - Exposição e detalhe das especificidades da solução proposta?			
2.3.5 - Sistema de monitorização incluído?			
2.3.6 - Apresentação da produção de energia elétrica por string, e o EE total?			
2.3.7 - Indicado o nº total de inversores?			
2.3.8 - Indicado o nº total máximo de painéis FV por string?			

	Nome do ficheiro a apresentar	Verificação (Sim/Não/NA)	Observações
2.4 - Cablagens e Infraestruturas Elétricas			
2.4.1 - Indicação do esquema de princípio geral antes da UPAC e com a UPAC?			
2.4.2 - Identificação das proteções instaladas?			
2.4.3 - Indicação das quedas de tensão admissíveis?			
2.4.4 - Identificado e justificado o local e/ou locais de injeção da energia elétrica produzida?			
2.4.5 - Indicação da marca/modelo do contador a instalar?			
2.4.6 - E sugendo algum equipamento meteorológico de apoio à UPAC?			
2.4.7 - As quedas de tensão do lado AC estão dentro dos limites regulamentados?			
2.4.8 - As quedas de tensão do lado DC estão dentro dos limites regulamentados?			
2.4.9 - Apresentados os dimensionamentos técnicos da cablagem?			
2.4.10 - Indicado e justificado os dimensionamentos técnicos dos equipamentos de proteção?			
2.4.11 - Apresentação de soluções técnicas que permita diferentes opções de venda de energia elétrica ?			
2.4.12 - Apresentação e demonstração de capacidade técnica?			
2.5 - Outros aspectos técnicos			
2.5.1 - Na documentação, existem esquemas unifilares da instalação?			
2.5.2 - Na documentação, existem esquemas detalhados das ligações?			
2.5.3 - Existe proposta de monitorização da produção de energia elétrica?			
2.5.4 - Entregue memória descritiva do projeto?			
2.5.5 - Identificação do plano de manutenção?			
2.5.6 - Apresentação de possíveis mais valias?			
2.5.7 - Identificação do custo anual para a realização da manutenção?			
2.5.8 - Indicação do período contratual?			
2.5.9 - Apresentação dos tempos de resposta para diferentes tipos de avarias?			
2.5.10 - Indicação da existência de stock de segurança do concorrente?			
2.5.11 - Indicação do tempo de resposta das marcas envolvidas?			
2.6 - Diversos			
2.6.1 - Apresentação de garantia bancária?			
2.6.2 - Detalhe da garantia bancária?			
2.6.3 - Identificação dos custos de licenciamento?			
2.6.4 - Indicação do tempo necessário, para implementação da UPAC?			
2.6.5 - Identificação do tempo de resposta para fornecimento de equipamentos?			
2.6.6 - Apresentação do período total de tempo de realização do projeto?			
2.6.7 - Indicação da produção de energia elétrica produzida e vendida?			
2.6.8 - Análise das quedas de tensão na produção e venda de energia elétrica?			
2.6.9 - Indicação da % de venda à rede da energia elétrica anual, com distinção horárias?			
2.6.10 - Entrega de simulação da energia elétrica, e explicação detalhada dos dados obtidos?			
2.6.11 - Envio de modelo 3D da proposta?			
2.6.12 - Indicação da previsão do valor de energia elétrica em excesso?			
2.6.13 - Apresentação de plano de formação?			
2.6.14 - Apresentação e demonstração de capacidade comercial?			

Anexo B - Listagem de painéis utilizáveis

Anexo B- Listagem da Marca/Modelo de Paineis a Utilizar	
Marca	Modelo
Adani (Mundra Solar)	ASP-7-xxx
Astronergy Solar	CHSM6612M/HV-xxx
	CHSM6612P/HV-xxx
BYD	BYDxxxP6C-36
	BYDxxxP6K-36
First Solar	FS-4115-3
Flex	FXS-xxxBB-SBD1W
	FXS-xxxBC-SBD1W
	FXS-xxxBC-SAD1W
GCL Solar Energy	GCL-P6/72xxx
Hanwha Q CELLS	Q.PLUS BFR-G4.1 xxx
HT-SAAE	HT60-156P-xxx
	HT72-156P-xxx
JA Solar	JAM6(K)(ZEP)-60-xxx/PR
Jinko Solar	JKMSxxxPP-60
	JKMxxxM-60B
	JKMxxxM-72/JKMxxxM-72-V
	JKMxxxPP-60
	JKMxxxPP-72
	JKMxxxPP-72-V
LG Electronics	LGxxxS2W-A5
LONGi Solar Technology	LR6-60PB-xxxM
	LR6-72PH-xxxM
Neo Solar Power (NSP)	D6MxxxE4A
	D6PxxxE3A
Panasonic	VBHNxxxSA16
REC Solar	RECxxxTP2
Solaria	PowerXT-xxxU-WM
SunPower	SPR-P19-xxx-COM
SunSpark Technology	SST-xxxM
Suntech Power	STPxxx-20/Wem
Trina Solar	TSM-xxxDD05A.08(II)
	TSM-xxxDD05A.18(II)
	TSM-xxxPD14
	TSM-xxxPE14A
Yingli Solar	YLxxxD-36b
	YLxxxP-35b

Anexo C - Fotografias da área



Ilustração 1 - Cobertura de um dos blocos do Edifício B



Ilustração 2 - Muro de limitação da cobertura de um dos blocos do Edifício B



Ilustração 3 - Envolvente onde está inserida a cobertura



Ilustração 4 - Cobertura Edifício J

